

TARIFAS PARA A TRANSIÇÃO

REMUNERAÇÃO E DESENHOS TARIFÁRIOS PARA A
DISTRIBUIÇÃO ELÉTRICA NA AMÉRICA LATINA





DSO Review N.º 10 - Série: Regulação e Mercados

AUTORES

Alessandra Amaral, Roberto Cajamarca Gómez,
Nívia Celestino, Joaquín Lazo Sánchez.

COLABORADORES

José Alejandro Agudelo Guzmán, Gabriela
Alfaro Jiménez, Manuel Aranda M., Amelia
Carranza, David Chala, Vinícios Ferreira,
Josué Figueroa, Víctor Manuel Hincapié, Mitzi
Alejandra Lobatón Rodríguez, Jonatan Javier
Madiedo Ardila, Rodrigo Muñoz Baltar, Livia
Nicotra Da Silva, Jhonatan Plaza Martinez,
Paula Quiej, Pedro Martin Ramírez Sánchez,
Mauricio Alejandro Rivera Torres, Fabian
Mauricio Rivera Verde, Hans Rother Salazar,
Richard Ruiz M., Rodrigo Santander, Leslie
Sepúlveda, Leandro Tanaka, Luis Toledo
Campos, Ricardo Villalba, Felipe Zuloaga.

PALAVRAS-CHAVE

Remuneração da distribuição; Desenho
tarifário; Regulação por incentivos; Transição
Energética; Estrutura tarifária: Ativos
não Convencionais; Subsídios Sociais;
Reconhecimento de Investimentos; Sinais de
preço; América Latina.

© 2026 Asociación de Distribuidores de
Electricidad de América Latina (ADELAT).

Todos os direitos reservados. É autorizada
a reprodução total ou parcial para fins não
comerciais, desde que a fonte seja citada.

Julho de 2026

1. INTRODUÇÃO

4

2. A REMUNERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DIANTE DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

6

3. MARCO CONCEITUAL: MODELOS DE REMUNERAÇÃO E DESENHO TARIFÁRIO

8

- 3.1. Modelos de remuneração
- 3.2. Determinação de custos
- 3.3. Componentes da receita regulada
- 3.4. Estrutura tarifária e sinais de preço
- 3.5. Incentivos regulatórios e ciclos tarifários

4. PANORAMA REGIONAL DOS MODELOS DE REMUNERAÇÃO E ESQUEMAS TARIFÁRIOS

14

- 4.1. Modelos de remuneração
- 4.2. Esquemas tarifários e sinais de preço

5. ABORDAGENS REGULATÓRIAS INTERNACIONAIS E MELHORES PRÁTICAS

39

- 5.1. Modelos de remuneração baseados em desempenho
- 5.2. Reconhecimento de investimentos, inovação e ativos não convencionais
- 5.3. Desenho tarifário moderno: tarifas diferenciadas e encargos por capacidade
- 5.4. Focalização de subsídios e proteção a usuários vulneráveis
- 5.5. Mecanismos de experimentação regulatória (Sandboxes)
- 5.6. Estabilidade e independência institucional do marco tarifário

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

50

- 6.1. Recomendações regulatórias

7. REFERÊNCIAS

55

O modelo de remuneração e o modelo tarifário constituem o núcleo econômico da distribuição elétrica: definem como se reconhecem os custos do serviço, como se recuperam os investimentos na rede e quais sinais de preço recebem os usuários. De seu desenho dependem, em última instância, a suficiência das receitas para sustentar uma infraestrutura confiável, a eficiência com que se alocam os recursos e a equidade com que se distribui o custo do serviço entre os diferentes segmentos de consumidores. Por isso, a estrutura de remuneração regulatória não é uma questão meramente contábil, mas uma peça estrutural que condiciona a capacidade do setor para investir, modernizar-se e responder às expectativas da sociedade.

Durante décadas, os marcos de remuneração da distribuição na América Latina foram construídos sobre um pressuposto que hoje se encontra em revisão: o de uma rede passiva, com fluxos unidirecionais e uma demanda relativamente previsível, cuja principal função era transportar a energia desde o sistema de transmissão até o usuário final. Sobre esse pressuposto consolidaram-se mecanismos de empresa modelo eficiente, preços-teto e ciclos tarifários que, em seu momento, conseguiram ordenar o investimento e conter os custos. No entanto, a transição energética alterou as premissas sobre as quais repousavam esses modelos. A expansão da geração distribuída, a eletrificação de novos usos como o transporte e a climatização, o avanço da digitalização e da medição inteligente, bem como a crescente exigência de resiliência diante de eventos extremos, transformaram a rede de distribuição em um sistema ativo e bidirecional, muito mais complexo de planejar e remunerar.

Essa transformação gera tensões que os marcos vigentes resolvem apenas parcialmente. Por um lado, as distribuidoras requerem certeza regulatória para recuperar investimentos crescentes em digitalização, automação, armazenamento e integração de recursos distribuídos, muitos dos quais não se encaixam com facilidade nas categorias de ativos tradicionalmente reconhecidas. Por outro, os modelos tarifários devem enviar sinais de preço mais sofisticados — diferenciados por horário de uso, por capacidade e por localização — sem comprometer a acessibilidade do serviço nem a proteção dos usuários vulneráveis. A isso soma-se o desafio persistente de focalizar adequadamente os subsídios e de blindar o desenho tarifário diante da pressão política, de modo que o sinal econômico conserve sua coerência técnica ao longo do tempo. A suficiência e a sustentabilidade do modelo tarifário dependem, cada vez mais, da capacidade da regulação para conciliar objetivos muitas vezes concorrentes.

A América Latina enfrenta esses desafios a partir de uma notável heterogeneidade regulatória. Coexistem na região modelos de remuneração, ciclos tarifários e incentivos que variam substancialmente entre países. Essa diversidade oferece uma oportunidade de aprendizado comparativo: permite identificar quais arranjos funcionaram, quais tensões são comuns e quais práticas internacionais poderiam adaptar-se ao contexto regional.

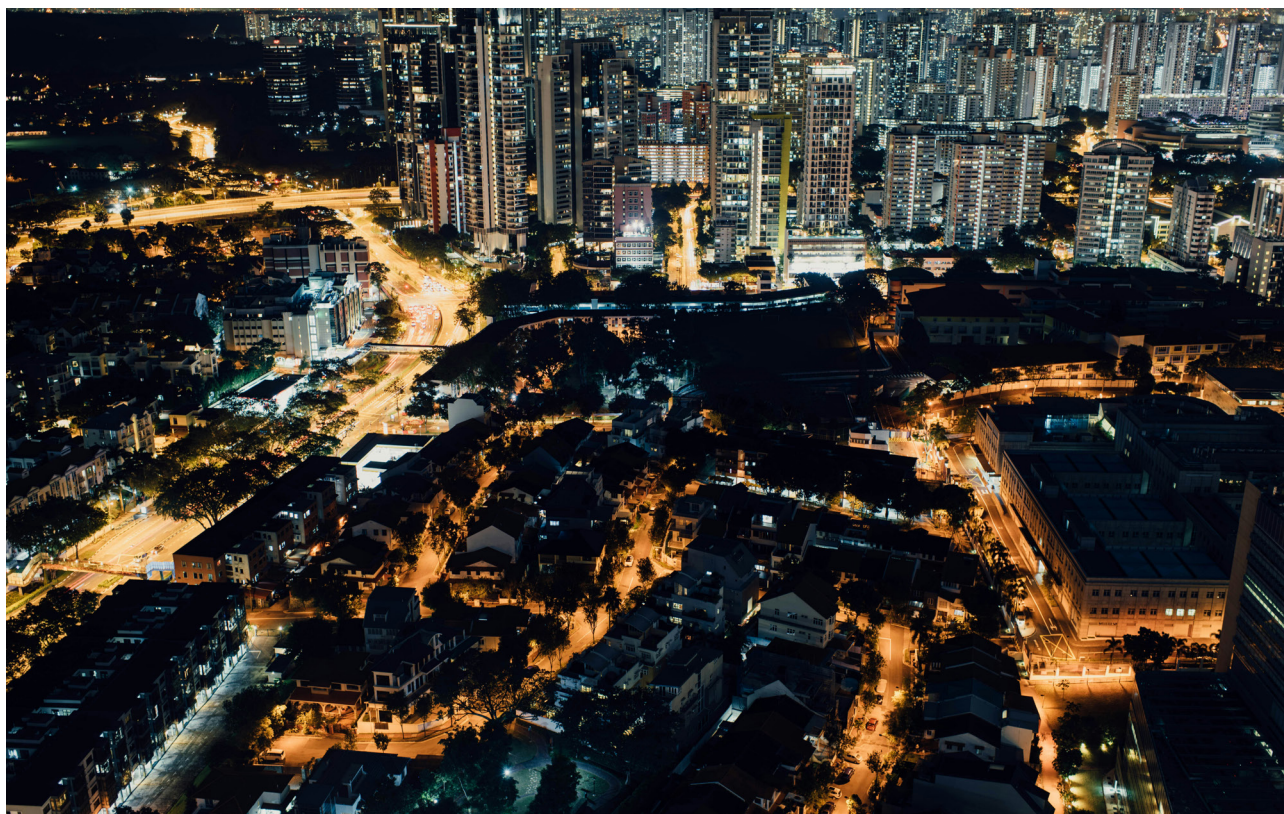
Este documento analisa os mecanismos de remuneração e os modelos tarifários da distribuição elétrica na América Latina, com o objetivo de caracterizar o panorama regional, contrastá-lo com as melhores práticas regulatórias internacionais e aportar elementos concretos para orientar a evolução

dos marcos vigentes. A análise fundamenta-se no Benchmarking desenvolvido no âmbito do Comitê de Tarifas da ADELAT, complementado com uma pesquisa própria sobre abordagens regulatórias internacionais. O propósito é oferecer uma visão integral que permita compreender o estado atual da estrutura de remuneração regulatória e tarifária na região, avaliar seus desafios e oportunidades, e formular recomendações que contribuam para a suficiência, a eficiência e a sustentabilidade do serviço de distribuição.

O documento está estruturado da seguinte maneira. A Seção 2 situa a remuneração da distribuição diante do novo paradigma da transição energética. A Seção 3 apresenta o marco conceitual dos mecanismos de remuneração e do modelo tarifário. A Seção 4 caracteriza o panorama regional dos mecanismos de remuneração e dos modelos tarifários a partir dos resultados do Benchmarking. A Seção 5 revisa as abordagens regulatórias internacionais e as melhores práticas aplicáveis à região. Por fim, a Seção 6 sintetiza as lições aprendidas e apresenta as conclusões e recomendações regulatórias.

“

Durante décadas,
os modelos de
remuneração da
distribuição na
América Latina
foram construídos
sobre uma
premissa que está
atualmente em
revisão



A REMUNERAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DIANTE DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

Os mecanismos de remuneração e os modelos tarifários que hoje vigoram em boa parte da América Latina foram concebidos nas reformas das décadas de 1980 e 1990 para um sistema elétrico que funcionava com uma lógica clara e estável. Nesse modelo, a geração era produzida de forma centralizada em grandes usinas, a energia descia pelas redes de transmissão e distribuição até o usuário final, enquanto a rede de distribuição cumpria um papel essencialmente passivo: transportar eletricidade em um único sentido para consumidores cuja demanda crescia de maneira previsível e proporcional ao desenvolvimento econômico. Sobre esse pressuposto edificou-se toda a arquitetura remuneratória. A tarifa foi construída majoritariamente sobre a energia consumida, porque o consumo era um bom indicador do uso da rede; a base de ativos foi concebida em torno de infraestrutura física de longa vida —linhas, transformadores, subestações—; e os ciclos tarifários plurianuais assumiram que as condições de custo, demanda e tecnologia se manteriam razoavelmente estáveis entre revisões. Enquanto essas premissas se sustentaram, os modelos cumpriram sua função com eficácia, ordenando o investimento e contendo os custos do serviço.

A transição energética modificou essas premissas fundacionais. O primeiro fator de mudança é a expansão dos recursos energéticos distribuídos. A geração distribuída —em especial a solar fotovoltaica, o armazenamento em baterias e a incipiente penetração do veículo elétrico converteram a rede em um sistema bidirecional, no qual milhares de usuários deixam de ser consumidores passivos para produzir, armazenar e injetar energia. Essa transformação altera pela raiz o pressuposto de fluxos unidirecionais e, sobretudo, rompe a correlação entre

a energia que o usuário compra da rede e os custos que sua conexão impõe ao sistema. Um domicílio com painéis solares pode reduzir drasticamente seu consumo faturado e, portanto, sua contribuição aos custos da rede arrecadados via encargos volumétricos, enquanto continua dependendo plenamente da infraestrutura para respaldar seu fornecimento quando não gera. O resultado é uma redução da base de arrecadação que, se não for corrigida, transfere uma carga crescente aos usuários sem geração própria e pode comprometer a suficiência das receitas da distribuidora.

O segundo fator é a eletrificação de novos usos. A descarbonização da economia está transferindo para a eletricidade consumos antes atendidos por combustíveis fósseis, principalmente no transporte e na climatização. Esse processo não apenas incrementa a demanda agregada, mas também modifica sua forma: a carga simultânea de veículos elétricos ou o uso intensivo de bombas de calor podem gerar picos de demanda concentrados e localizados que tensionam a capacidade da rede em pontos específicos, exigindo investimentos de reforços cuja magnitude depende menos da energia total consumida do que da coincidência temporal do consumo. Essa realidade põe em questão a adequação de tarifas baseadas quase exclusivamente na energia e reforça os sinais de preço que refletem a capacidade e o momento do consumo, capazes de orientar a demanda para um uso mais eficiente da infraestrutura existente e de diferir investimentos custosos.

O terceiro fator é a digitalização da rede. A medição inteligente, a automação da operação, os sistemas de gestão de dados e as plataformas de coordenação de recursos distribuídos estão dotando a distribuição

de capacidades de observação e controle inéditas, indispensáveis para integrar a nova complexidade do sistema. Mas esses investimentos colocam um desafio específico para os mecanismos de remuneração regulatórias tradicionais: trata-se de ativos não convencionais —software, sistemas de informação, sensores, capacidades digitais— cuja natureza, vida útil e lógica de valoração diferem da infraestrutura física para a qual foram desenhadas as categorias regulatórias clássicas. Quando o reconhecimento desses ativos na base regulatória é incompleto ou incerto, a regulação acaba desincentivando os investimentos que a transição requer. A isso soma-se a crescente exigência de resiliência diante de eventos climáticos extremos, que demanda investimentos em robustez e capacidade de recuperação da rede cujo benefício nem sempre é capturado nos indicadores de custo e qualidade sobre os quais operam os modelos vigentes.

Esses fatores convergem em um conjunto de tensões que os mecanismos de remuneração regulatória e modelos tarifários atuais resolvem apenas de maneira parcial. A primeira é a tensão entre a suficiência das receitas e a estrutura da tarifa: se o grosso da arrecadação repousa em encargos volumétricos enquanto o consumo faturado se mantém constante ou diminui por efeito do autoconsumo e da eficiência, a sustentabilidade financeira do serviço fica comprometida. A segunda é a tensão entre a certeza para investir e a acessibilidade: a distribuidora precisa de regras estáveis e de um reconhecimento adequado de investimentos crescentes em digitalização, armazenamento e integração de recursos distribuídos, enquanto a sociedade exige conter o custo do serviço e proteger os usuários vulneráveis. A terceira é a tensão entre a sofisticação dos sinais de preço e a equidade: as tarifas diferenciadas por tempo, capacidade e localização são mais eficientes, mas sua introdução deve zelar para que não penalize de forma desproporcional os domicílios com menor capacidade de resposta ou de investimento.

Subjacente a todas essas tensões, persiste o desafio de alocar corretamente os subsídios e de blindar o modelo tarifário diante da pressão política, de modo que a coerência técnica do sinal econômico se preserve ao longo do tempo.

Nesse cenário, o mecanismo de remuneração é um determinante de primeira ordem do sucesso da transição energética. A capacidade da regulação de reconhecer adequadamente os novos investimentos, enviar sinais de preço eficientes — sem sacrificar a equidade — e preservar a suficiência das receitas em um contexto de demanda em transformação é o que permitira que a distribuição elétrica se modernize no ritmo exigido pela transição. Os marcos desenhados para uma rede passiva não desaparecerão de um dia para o outro, mas precisam evoluir para estruturas que valorizem a flexibilidade, a resiliência e a eficiência dinâmica, além de acompanhar —em vez de frear— a transformação do sistema. Caracterizar como os marcos regulatórios da região estão respondendo a esse novo paradigma, contrastar essas respostas com as melhores práticas internacionais e identificar as reformas necessárias constitui, precisamente, o propósito das seções que seguem.



Os sistemas de remuneração e as estruturas tarifárias que hoje regem grande parte da América Latina foram concebidos nas reformas das décadas de 1980 e 1990

MARCO CONCEITUAL: MODELOS DE REMUNERAÇÃO E DESENHO TARIFÁRIO

A distribuição elétrica constitui um monopólio natural: a duplicação de redes seria antieconômica e, na ausência de concorrência, o preço do serviço não pode ser determinado em um mercado. Por isso, a remuneração da atividade é fixada mediante regulação. A tarefa do regulador consiste em aproximar-se do resultado que produziria um mercado competitivo —preços eficientes, qualidade adequada e investimento suficiente— por meio de um conjunto de regras que determinam quanto a distribuidora pode receber e como essa receita é repassada aos usuá-

rios. Esta seção apresenta o marco conceitual que sustenta tais regras: os modelos de remuneração e sua lógica econômica, os métodos para determinar os custos reconhecidos, os componentes que integram a receita regulada, a estrutura tarifária com que essa receita é arrecadada, e os mecanismos de incentivos e de revisão periódica que dão dinamismo ao sistema. Esses conceitos constituem a linguagem comum com a qual se interpretam, nas seções seguintes, a evidência do Benchmarking e as práticas internacionais.

3.1. MODELOS DE REMUNERAÇÃO

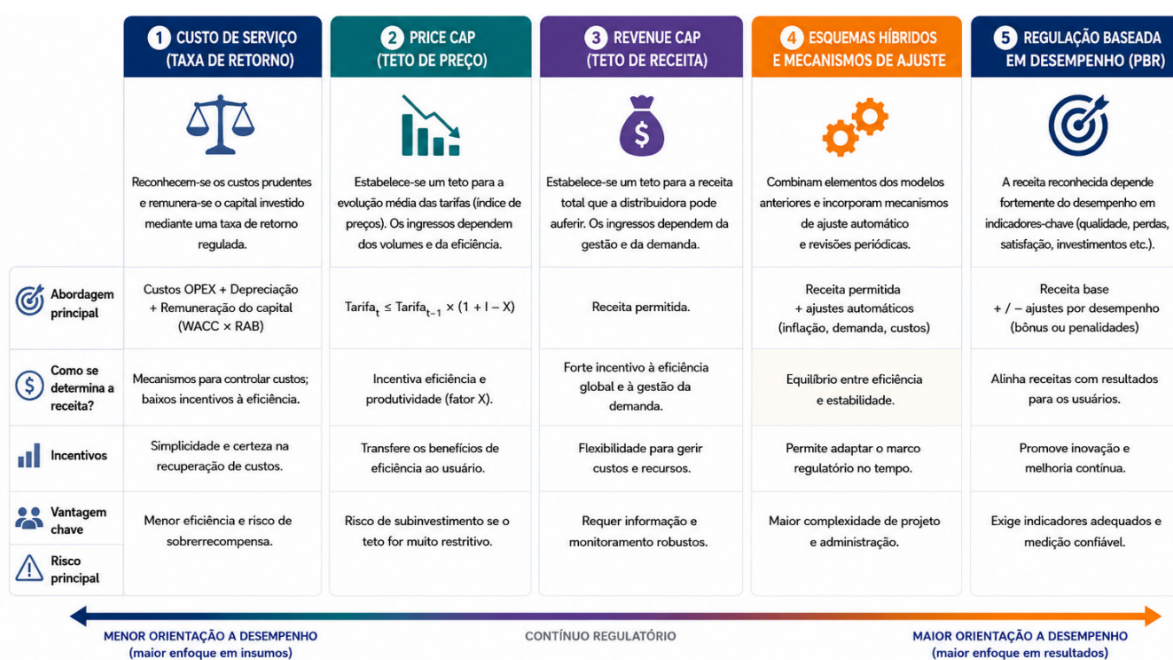


Fig. 1. Abordagens regulatórias de remuneração das empresas distribuidoras

O modelo de remuneração define a regra básica que vincula os custos do serviço à receita que a distribuidora tem direito a receber. Embora, na prática, os marcos regulatórios combinem elementos de diferentes abordagens, conceitualmente podem ser ordenados em torno de quatro arquétipos que

se distinguem pela variável que o regulador controla e pela forma como o risco é repartido entre a empresa e os usuários.

A regulação por taxa de retorno (rate of return ou cost of service) é a abordagem tradicional. O regulador reconhece à distribuidora a totalidade de seus custos operacionais prudentes mais uma rentabilidade razoável sobre o capital investido, calculada aplican-

do uma taxa de retorno à base de ativos. Sua principal virtude é que assegura a recuperação do investimento e reduz o risco da empresa, o que favorece o financiamento da expansão da rede. Sua principal fragilidade é que oferece incentivos fracos à eficiência: como os custos são repassados à tarifa de maneira relativamente automática, a empresa não tem nenhum estímulo para reduzi-los e pode até ser induzida a sobreinvestir em ativos, fenômeno conhecido na literatura como o efeito Averch-Johnson. Por essas razões, esse modelo tende a ser substituído ou complementado por mecanismos de incentivos.

A regulação por preço-teto (Price Cap) inverte essa lógica. Em vez de reconhecer os custos efetivos, o regulador fixa um preço máximo —ou um valor unitário, como o Valor Agregado de Distribuição (VAD) predominante na região— que a distribuidora pode cobrar durante um período plurianual, ajustado ano a ano pela inflação e por um fator de eficiência (o conhecido esquema RPI-X, no qual o preço cresce com a inflação menos um fator X de produtividade esperada). Ao desacoplar a receita dos custos efetivos durante o ciclo, o Price Cap gera um incentivo potente à eficiência: toda redução de custos abaixo do nível previsto se traduz em maior lucro para a empresa até a revisão seguinte. Sua contrapartida é que transfere mais risco à distribuidora —se os custos resultarem maiores do que o projetado, a empresa absorve a diferença— e exige do regulador uma forte capacidade técnica para fixar corretamente o preço inicial e o fator de eficiência.

A regulação por receita-teto (Revenue Cap) é conceitualmente análoga ao preço-teto, mas o regulador limita a receita total permitida da distribuidora em vez de seu preço unitário. Essa abordagem desacopla as receitas da empresa do volume de energia vendida, o que é especialmente relevante em contextos de eficiência energética, autoconsumo e geração distribuída, onde as vendas podem estagnar ou diminuir sem que isso reflita uma

menor necessidade de infraestrutura. Sob uma receita-teto, a distribuidora não tem incentivo a promover um maior consumo para sustentar suas receitas, o que alinha melhor o modelo aos objetivos da transição energética; em troca, requer mecanismos de ajuste para reconciliar a receita permitida com a demanda efetivamente atendida.

Na prática regulatória, a fronteira entre esses arquétipos se diluiu: surgiram esquemas híbridos de regulação por incentivos (performance-based regulation) que combinam um controle da receita ou do preço com mecanismos de repartição de riscos, fatores de qualidade e reconhecimento diferenciado de investimentos. Cada modelo ocupa uma posição distinta no equilíbrio entre a proteção da rentabilidade da empresa e a pressão pela eficiência, a escolha entre eles reflete uma decisão sobre como distribuir o risco regulatório.

3.2. DETERMINAÇÃO DE CUSTOS

Qualquer que seja o modelo de remuneração, o regulador deve determinar que nível de custos reconhece como base da tarifa. Essa decisão é metodologicamente delicada, pois ela é essencial para que a tarifa retribua uma operação eficiente e não as ineficiências de uma empresa concreta. Existem três abordagens principais.

A abordagem de empresa modelo eficiente —ou empresa de referência— constrói uma companhia teórica que prestaria o serviço na área de concessão ao menor custo possível, empregando uma configuração ótima da rede. Os custos dessa empresa ideal, não os da distribuidora real, são os que se reconhecem na tarifa. Esse método, amplamente difundido na América Latina e associado aos modelos de VAD, transfere um forte incentivo à eficiência, pois qualquer diferença entre o custo real e o custo modelado fica por conta da empresa. Seus desafios residem na complexidade de modelar corretamente a empresa eficiente e no risco de que o modelo se afaste das condições reais de

operação, especialmente quando devem ser incorporados ativos novos ou não convencionais que a lógica de otimização tradicional não contempla.

A abordagem de custos reais —ou históricos— reconhece os custos efetivamente incorridos pela distribuidora, sujeitos a um juízo de prudência e eficiência por parte do regulador. Oferece maior certeza na recuperação dos investimentos e reflete com fidelidade as particularidades de cada empresa, mas exige um controle regulatório intensivo para evitar o repasse de ineficiências, além de enfraquecer o incentivo à redução de custos. Entre ambos os extremos, situam-se os modelos mistos, que combinam custos estimados para alguns componentes —tipicamente a rede— com custos reais ou de mercado para outros, ou que empregam técnicas de benchmarking comparando o desempenho das distribuidoras entre si para fixar metas de eficiência. A escolha do método de determinação de custos é inseparável do modelo de remuneração: a empresa modelo eficiente é a contraparte natural dos de preço-teto, enquanto o reconhecimento de custos reais se associa à regulação por taxa de retorno.



O modelo de remuneração define a regra básica que vincula os custos do serviço à receita que a distribuidora tem direito a receber

3.3. COMPONENTES DA RECEITA REGULADA



Fig. 2. Componentes da receita regulada da distribuidora

Independentemente do modelo, a receita regulada de uma distribuidora compõe-se essencialmente de três elementos: a retribuição do capital investido, a recuperação desse capital via depreciação e a cobertura dos custos de operação e manutenção. A peça central é a Base Regulatória de Ativos (RAB, na sigla em inglês, Regulatory Asset Base), que representa o valor do capital investido na rede sobre o qual a empresa tem direito a obter uma rentabilidade. A determinação da RAB é uma das decisões mais sensíveis da regulação e é abordada mediante diferentes métodos de valoração: o valor histórico registra os ativos a seu custo de aquisição depreciado; o custo de reposição —por meio do Valor Novo de Reposição (VNR) ou equivalentes— valora os ativos segundo o que custaria substituí-los hoje por outros de tecnologia equivalente, depreciado por seu uso. O método escolhido e a frequência com que a RAB é atualizada têm um impacto direto sobre o nível da tarifa e sobre os sinais de investimento que a empresa recebe.

Os custos que sustentam a receita classificam-se habitualmente em custos de capital (CAPEX, capital expenditures), correspondentes aos investimentos em ativos de longa vida que se incorporam à RAB e são remunerados ao longo do tempo; e custos de operação (OPEX, operating expenditures), correspondentes às despesas correntes de operação, manutenção e comercialização, reconhecidas no período em que são incorridas. A distinção entre ambos não é neutra: quando o reconhecimento do CAPEX resulta mais favorável do que o do OPEX —porque é remunerado com rentabilidade ao longo de sua vida útil—, a empresa pode ser envie-

sada a resolver suas necessidades mediante investimento em ativos em vez de soluções operacionais, ainda que estas últimas fossem mais eficientes (o chamado capex bias). Para corrigir esse viés ganhou terreno a abordagem TOTEX (total expenditures), que reconhece de maneira integrada a despesa total —capital e operação— e permite à empresa escolher a combinação mais eficiente entre investir e operar, sem que a regulação predetermine a resposta. O TOTEX é especialmente pertinente em um contexto de digitalização, onde soluções baseadas em software, dados e flexibilidade podem substituir com vantagem a expansão física da rede.

Na maior parte dos esquemas regulatórios, a rentabilidade aplicada à RAB é determinada mediante o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC, Weighted Average Cost of Capital), que combina o custo da dívida e o custo do capital próprio segundo a estrutura de financiamento de uma empresa eficiente. O WACC busca refletir o retorno que os investidores exigiriam para financiar uma atividade de risco comparável, de modo que seja suficiente para atrair capital sem transferir aos usuários um custo excessivo. Sua calibração é um dos pontos mais debatidos de qualquer revisão tarifária, pois pequenas variações na taxa produzem efeitos significativos sobre a tarifa e sobre a viabilidade dos investimentos. Um princípio recorrente na boa prática regulatória é que a taxa de retorno reconhecida deve guardar coerência com o risco regulatório efetivo que a empresa enfrenta: se o marco regulatório transfere muito risco à distribuidora, a taxa deveria refleti-lo; se o reduz mediante mecanismos de ajuste e repasse, a taxa pode ser menor.

3.4. ESTRUTURA TARIFÁRIA E SINAIS DE PREÇO



Fig. 3. Desenho tarifário: componentes e dimensões

Enquanto o modelo de remuneração determina quanto a distribuidora recebe, a estrutura tarifária define como essa receita é arrecadada dos usuários, isto é, a forma como a receita regulada se traduz em encargos concretos na fatura. O desenho dessa estrutura cumpre uma dupla função: (i) arrecadar de maneira suficiente e estável a receita permitida e (ii) enviar aos usuários sinais de preço que reflitam o custo que seu consumo impõe ao sistema. Esses dois objetivos podem entrar em conflito, boa parte do debate sobre desenho tarifário consiste em equilibrá-los junto com considerações de equidade e simplicidade.

Os componentes básicos de uma tarifa são o encargo fixo, cobrado independentemente do consumo e que busca recuperar os custos que não variam com a energia consumida —principalmente associados à infraestrutura, e o encargo variável ou volumétrico, proporcional à energia consumida e expresso em unidades monetárias por quilowatt-hora. A esses soma-se, em muitos desenhos, o encargo por potência ou por demanda máxima, que cobra do usuário

pela capacidade que ele requer do sistema, medida como sua demanda máxima em um período determinado. O encargo por potência é conceitualmente relevante porque boa parte dos custos da rede é determinada pela capacidade que deve estar disponível nos momentos de máxima demanda, não pela energia total consumida; no entanto, sua aplicação a usuários residenciais exige medição adequada e costuma ser reservada às médias e grandes demandas. A proporção em que a receita é arrecadada mediante encargos fixos, variáveis e de potência, define o grau em que a tarifa reflete a estrutura real de custos e o modo como se reparte o custo do serviço entre usuários de diferentes perfis de consumo.

Uma dimensão adicional do desenho tarifário é a diferenciação temporal dos preços. As tarifas por horário de uso (time-of-use), as tarifas horárias e, em sua expressão mais avançada, as tarifas dinâmicas fazem variar o preço da energia conforme o momento em que se consome, encarecendo-a nas horas de maior demanda e barateando-a nas de menor. Esses sinais buscam induzir um uso

mais eficiente da rede, deslocar o consumo para as horas de vale e aproveitar a flexibilidade da demanda, uma capacidade que adquire crescente valor com a eletrificação do transporte e a penetração da geração distribuída. Seu desdobramento, contudo, depende da existência de medição avançada e coloca desafios de aceitação e compreensão por parte dos usuários.

3.5. INCENTIVOS REGULATÓRIOS E CICLOS TARIFÁRIOS

Os marcos regulatórios modernos não se limitam a fixar um nível de receita, mas incorporam incentivos explícitos orientados a alinhar o comportamento da distribuidora a objetivos de interesse público que o mero controle de custos não garante: a qualidade do serviço, a redução de perdas, a eficiência operacional e, crescentemente, a resiliência e a integração de novas tecnologias. Esses incentivos podem ser simétricos, quando o desempenho da empresa afeta suas receitas em ambos os sentidos —de modo que superar os padrões gera uma bonificação e não os alcançar, uma penalidade, ou assimétricos, quando apenas se penaliza o descumprimento sem premiar o desempenho superior. A diferença é relevante: um esquema simétrico converte a qualidade em uma variável de investimento rentável e estimula a empresa a esforçar-se além do mínimo exigido, enquanto um esquema só de penalidades tende a fixar o desempenho em torno do limiar regulatório. O tratamento das perdas técnicas e não técnicas segue uma lógica análoga: o reconhecimento de um nível de perdas eficiente, com penalização dos excessos e, nos melhores desenhos, retribuição das reduções, transfere à distribuidora o incentivo a geri-las ativamente.

Esses incentivos operam dentro de ciclos tarifários, isto é, os períodos plurianuais —habitualmente de quatro ou cinco anos— durante os quais vigoram os parâmetros fixados em uma revisão tarifária, antes de serem recalculados na revisão seguinte. A

duração do ciclo encerra um compromisso: um período mais longo reforça o incentivo à eficiência, porque a empresa retém por mais tempo os ganhos de produtividade que obtém, mas aumenta o risco de que os parâmetros se desatualizem diante de mudanças de custos, demanda ou tecnologia. Para mitigar esse risco, os marcos incorporam mecanismos de revisão intermediária e, sobretudo, mecanismos de indexação e ajuste que atualizam periodicamente a remuneração em função da inflação, da taxa de câmbio ou de outros fatores relevantes, preservando o valor real da receita ao longo do ciclo.

A combinação entre a duração do ciclo, a robustez dos mecanismos de ajuste e a previsibilidade das regras determina, em última instância, o risco regulatório que o investidor percebe, fechando o círculo com a taxa de retorno. Desse modo, os cinco elementos —modelo de remuneração, determinação de custos, componentes da receita, estrutura tarifária e incentivos— operam como um sistema interdependente cujo equilíbrio define a suficiência e a sustentabilidade do esquema tarifário.



PANORAMA REGIONAL DOS MODELOS DE REMUNERAÇÃO E ESQUEMAS TARIFÁRIOS

4.1. MODELOS DE REMUNERAÇÃO

Escolher um modelo de remuneração não é uma decisão que se esgote em si mesma, dela derivam as demais —como se determinam os custos, como se valoram e reconhecem os ativos, que taxa remunera o capital e que incentivos se aplicam, e todas respondem, no fundo, a uma mesma pergunta: quem assume o risco do afastamento dos custos reais em relação aos reconhecidos, a empresa ou os usuários. Convém, por isso, ler as dimensões que se seguem não como traços independentes, mas como peças de um mesmo sistema. Vistos assim, os marcos da região mostram que, sob a variedade dos desenhos, repetem-se algumas lógicas e que os desafios da transição energética tendem a reaparecer nos mesmos pontos.

4.1.1. Modelos aplicados na região

O benchmarking revela um panorama que, à primeira vista, sugere uniformidade: a maioria das distribuidoras declara operar sob um esquema de regulação por preço-teto (Price Cap) articulado em torno do Valor Agregado de Distribuição (VAD). Essa semelhança, no entanto, esconde diferenças na regra com que se fixa a receita da distribuidora. O que de fato distingue os modelos é essa regra e, com ela, a repartição do risco entre a empresa e os usuários, conforme quão atrelada esteja a receita aos custos que a empresa realmente incorre. Sob esse critério, o panorama regional ordena-se em três categorias sobre um mesmo contínuo.

A primeira, e de longe a mais difundida, é o preço-teto: o regulador fixa uma tarifa máxima para um período plurianual —o VAD— calculada sobre custos eficientes de referência e não sobre os da distribuidora real. O Chile constitui sua expressão mais pura;

sob a mesma regra operam a Guatemala e o Peru, que constroem esse padrão a partir de uma empresa modelo teórica. O Brasil compartilha a lógica de preço-teto por incentivos —fixa tarifas por ciclo e permite à empresa reter os ganhos de eficiência sem repassar integralmente seus custos, mas com uma diferença que convém assinalar: seu custo eficiente não provém de uma empresa modelo, mas do benchmarking entre distribuidoras reais. El Salvador compartilha o paradigma a partir de sua própria trajetória —sua Lei Geral de Eletricidade valora os ativos a Valor Novo de Reposição e os retribui com uma taxa fixada por lei, e a Bolívia inscreve-se também aqui, com um traço singular, remunera o capital mediante uma taxa de retorno comercial referenciada ao rendimento das empresas de serviços públicos do índice Dow Jones. A jurisdição federal argentina, embora igualmente enquadrada em um preço-teto, constrói a receita aplicando uma taxa de retorno sobre uma base de ativos. O que unifica o grupo é a consequência: como a receita é fixada de antemão sobre um padrão —seja uma empresa modelo ou um referente de eficiência construído por comparação— e não sobre a despesa efetiva, a empresa obtém benefícios por melhorar sua eficiência mas absorve a diferença quando seus custos reais o superam, de modo que o risco de operar acima do padrão recai sobre ela.

A certa distância situa-se a receita máxima, cujo expoente regional é a Colômbia. Aqui o regulador não fixa um preço unitário, mas um teto à receita total da distribuidora, ancorado nos ativos efetivamente instalados pelo operador e em um plano de investimentos aprovado, sob a Resolução CREG 015 de 2018. O esquema conserva um forte incentivo à eficiência, mas, ao atrelar a remuneração à base de ativos real e não a uma

empresa teórica, desacopla a receita do volume de vendas e reparte o risco de outro modo: o operador não arca com a totalidade da lacuna entre o previsto e o executado.

No extremo oposto dessa sequência está o serviço pelo custo, próprio dos sistemas dominados por empresas públicas ou cooperativas. Na Costa Rica, no Equador e no Paraguai a receita segue de perto os custos que a empresa realmente incorre, com o fim de recuperá-los e sustentar o reinvestimento mais do que de remunerar um capital privado; no Paraguai, inclusive, a tarifa é fixada pelo Poder Executivo por decreto. Como a receita se acopla à despesa efetiva, o risco de que essa despesa resulte elevada recai sobre o usuário ou o Estado, não sobre a empresa.

Para além da variedade de rótulos, o que essas três posições compartilham é um mesmo princípio: o modelo fixa a receita atrelando-a, em maior ou menor medida, aos custos reais da empresa, e desse grau de acoplamento depende quem suporta o risco. Mas nenhum modelo opera no vazio: todos necessitam de uma cifra de custos sobre a qual fixar essa receita. Como se constrói essa cifra —o nível de custos que o regulador reconhece como base da tarifa— é o assunto da subseção seguinte.

A Tabela 1 sintetiza esse panorama: as três abordagens com que a região remunera a distribuição, a base de custos sobre a qual cada uma constrói a receita e a repartição do risco que delas decorre, com os países que se enquadram em cada caso.



Tabela 1. Modelos de remuneração aplicados na região

Abordagem	Lógica	Base de custos	Países
Preço-teto sobre custos eficientes	Receita fixada ex ante com base em um padrão, e não na despesa real	Empresa-modelo teórica ou benchmarking entre distribuidoras baseado em ativos reais	Chile, Guatemala, Peru, Brasil, El Salvador e Bolívia
Receita máxima (Revenue Cap)	Teto aplicado à receita total, ancorado na rede física real e nos planos de investimento	Esquema misto: ativos reais instalados (CAPEX) e benchmarking de eficiência (OPEX)	Colômbia
Serviço pelo custo	A receita acompanha os custos reais incorridos para garantir a prestação do serviço	Custos reais e contábeis da empresa, sujeitos a critérios de prudência	Costa Rica, Equador e Paraguai

4.1.2. Determinação de custos reconhecidos

Qualquer que seja o modelo, fixar a receita exige antes uma cifra: o nível de custos que o regulador reconhece como base da tarifa. Produzir essa cifra não é um trâmite, mas uma decisão técnica na qual os marcos da região mostram suas diferenças mais concretas. A pergunta já não é quanto o custo reconhecido se afasta da despesa real —isso o modelo define—, mas como se constrói esse custo e quem o constrói. O benchmarking ordena as respostas em três mecanismos, do mais ao menos elaborado tecnicamente.

O mais exigente é a empresa modelo eficiente, que reconstrói por completo a companhia que prestaria o serviço ao menor custo mediante um estudo de engenharia. Chile, Guatemala e Peru compartilham essa abordagem, com nuances. No Chile e no Peru o estudo agrupa as distribuidoras em áreas ou setores típicos segundo a densidade de carga e dimensiona para cada uma empresa de referência, após várias rodadas de observações entre a empresa, um consultor independente e o regulador. As divergências se encontram em quem valora os custos e quem dirime as controvérsias. O Peru concentra ambas as funções no regulador: a OSINERGMIN aprova uma Base de



Dados de Custos Padrão de Distribuição, de uso obrigatório no cálculo do VAD, e, quando as observações não são resolvidas, fixa ele mesmo os valores finais. Chile e Guatemala, por outro lado, deixam a justificativa dos custos ao consultor que elabora o estudo (na Guatemala, uma firma de engenharia pré-qualificada perante a Comissão Nacional de Energia Elétrica) e entregam as discrepâncias a um órgão independente: o Painel de Especialistas no Chile e uma Comissão Pericial de três integrantes —um por cada parte e um terceiro de comum acordo— na Guatemala. Nos três casos, o custo que entra na tarifa é inteiramente modelado, sendo que os custos contábeis da distribuidora real não intervêm no cálculo.

Um segundo procedimento, o esquema misto, renuncia a modelar a empresa inteira e trata de maneira distinta cada categoria de custo. A Colômbia combina duas técnicas conforme o tipo de despesa: para os ativos emprega catálogos de unidades construtivas valoradas a preços padrão —sob a Resolução CREG 015 de 2018, para os custos de operação, recorre ao benchmarking econométrico, em particular a modelos de fronteira estocástica que estimam a despesa eficiente comparando o desempenho das distribuidoras entre si. Na Argentina, a jurisdição federal usa um método similar para a fixação do VAD e o custo de energia é um *passthrough* do custo do sistema. Bolívia e Brasil mesclam de outro modo: separam os custos gerenciáveis —a operação, a manutenção e a administração da rede, sujeitos ao padrão de eficiência— dos não gerenciáveis, como a compra de energia, que são reconhecidos a seu valor real e repassados à tarifa; no Brasil essa separação chega a estruturar a tarifa em duas parcelas, uma gerenciável e outra não. O custo resultante já não é de todo teórico: ancora-se em parte nos ativos efetivamente instalados ou nas despesas que a empresa não controla, mas conserva uma pressão de eficiência sobre aquilo que pode gerir.

O terceiro procedimento, o reconhecimento

to de custos reais, próprio dos sistemas de serviço pelo custo, parte da despesa que a empresa efetivamente realiza, sujeita a um exame de prudência que descarta os desembolsos desnecessários. A Costa Rica é o caso mais documentado: sua base tarifária constrói-se sobre os custos justificados e os ativos do operador, sob o princípio de serviço pelo custo. Aqui a determinação assemelha-se mais a uma auditoria da despesa real do que à construção de um padrão eficiente.

Esses três procedimentos diferem em sua elaboração e execução, mas compartilham um traço que convém reter: nenhum trata os custos como um bloco único. Todos distinguem o que custa investir na rede do que custa operá-la —o capital e a operação, e tendem a aplicar, a cada um, uma lógica própria, como pode ser visto no esquema misto, ao valorar os ativos com um método e a operação com outro. Essa separação entre capital e operação e as consequências que acarreta, é o assunto da subseção seguinte.

4.1.3. Reconhecimento de CAPEX e OPEX

Os custos de prestar o serviço de distribuição não são de uma só natureza. Uma parte é capital investido em ativos de vida longa —linhas, subestações, transformadores, desembolsado uma vez e usado durante décadas; a outra é despesa corrente —operação, manutenção, administração, que se consome e se renova ano a ano. Essa diferença obriga a reconhecê-los separadamente e, praticamente toda a região o faz assim, sem integrá-los em uma única bolsa de despesa: é a diferença mais nítida em relação à abordagem TOTEX consolidada em outras latitudes —que reconhece a despesa total e deixa a empresa escolher a combinação mais eficiente entre investir e operar, um contraste que as próprias distribuidoras do Chile, da Colômbia e do Brasil tornam explícito no benchmarking. O reconhecimento de cada componente segue, ademais, um padrão comum: o CAPEX incorpora-se a uma base de ativos e é remunerado ao lon-

go do tempo, mediante a depreciação que recupera o investimento e uma taxa de retorno sobre o capital ainda não amortizado, enquanto o OPEX é reconhecido no período em que é incorrido, calculado quase sempre sobre padrões de eficiência —na Colômbia, mediante os modelos de fronteira estocástica já descritos. O que muda é a apresentação: na maioria dos casos ambos terminam fundidos em um único encargo anualizado —o VAD chileno os expressa como um custo anual equivalente que o cliente paga sem distinguir quanto corresponde a cada um, enquanto a Colômbia os mantém separados em duas receitas diferenciadas.

Essa separação, no entanto, não é inócua. Quando é o regulador —ou a empresa modelo— quem fixa de antemão que proporção corresponde a investimento e que proporção à operação, a distribuidora perde a liberdade de substituir uma pela outra: não pode optar por uma solução operacional ou contratada em vez de construir um ativo, ainda que resulte mais eficiente. E como o CAPEX é remunerado com rentabilidade ao longo de sua vida útil enquanto o OPEX só é recuperado no período, o desenho inclina a balança para o investimento em ativos físicos, o viés para o capital que a literatura regulatória denomina capex bias. A consequência transcende o contábil: em um contexto em que muitas soluções da transição —flexibilidade, gestão da demanda, serviços contratados— são operacionais antes que físicas, um marco que premia o ativo acima da operação desestimula justamente as respostas mais eficientes.

Dos dois componentes, o capital coloca o problema regulatório mais complexo, porque não se esgota em um período: ingressa em uma base de ativos que a empresa carrega e que é remunerada durante anos. Quanto vale essa base e com que critério é atualizada, condiciona boa parte da receita reconhecida, sendo o assunto da subseção seguinte.

4.1.4. Valoração da Base Regulatória de Ativos (RAB)

O capital investido na rede é remunerado não pelo que figura nos livros da empresa, mas pelo valor que o regulador lhe reconhece: a Base Regulatória de Ativos (RAB). Sobre essa cifra aplica-se a taxa de retorno e calcula-se a depreciação que recupera o investimento, de modo que a RAB funciona como um multiplicador direto da receita: quanto maior for, maior a remuneração. Daí que sua valoração seja um dos pontos mais sensíveis —e mais disputados— de cada revisão tarifária. A primeira decisão que ela coloca é o critério com que se valoram os ativos: seu custo de aquisição (valor histórico) ou o que custaria substituí-los hoje por outros equivalentes (o custo de reposição, ou Valor Novo de Reposição, VNR). Em ambos os casos o valor é tomado líquido da depreciação acumulada pelo uso e pela idade; o que difere entre eles é o ponto de partida.

Nessa disjuntiva, a região inclinou-se de maneira quase unânime pelo custo de reposição. A normativa o estabelece de forma explícita no Chile, na Guatemala, no Peru e em El Salvador, que valoram seus ativos a Valor Novo de Reposição. A Colômbia chega ao mesmo resultado por uma via própria: constrói a base com as unidades construtivas a preços padrão já mencionadas e incorpora, junto aos ativos elétricos, os não elétricos e os terrenos das subestações. Na Argentina se definem conjuntos típicos construtivos e se determina seu valor de mercado incluindo os ativos não elétricos. No Brasil, o critério de reposição opera por meio da metodologia tarifária da ANEEL —o PRORET, ainda que as regulamentações aludam apenas de forma genérica à reavaliação patrimonial e à depreciação dos ativos. O princípio que compartilham é prospectivo: ao fixar o valor em termos correntes, o custo de reposição mantém a base no que a rede realmente vale hoje e evita que a inflação a corroa, algo especialmente valioso em economias com histórico de preços voláteis. Não aparece, entre os marcos analisados, um caso de contabi-

lidade puramente histórica: mesmo a Costa Rica, cujo operador descreve uma valoração a valor histórico, rege-se por uma lei que remete a “estruturas produtivas modelo” mais do que ao custo original dos ativos.

Ao critério de valoração soma-se uma segunda decisão, muitas vezes mais determinante: de quanto em quanto tempo a base é atualizada. Aqui os marcos repartem-se em dois. Na maioria —Chile, Guatemala, Brasil— a RAB é reavaliada por completo apenas em cada processo tarifário, a cada quatro ou cinco anos; entre revisões é, em essência, uma fotografia fixa. A jurisdição federal Argentina representa uma posição intermediária, na qual a revisão é quinzenal, mas os ativos incorporados a cada ano são agregados à base de remuneração sem que se constitua uma revisão completa. A Colômbia representa o outro extremo: atualiza a base a cada ano, incorporando os investimentos efetivamente executados e postos em operação pelo operador. E é aí que a valoração da base deixa de ser um assunto técnico para tornar-se econômico: uma RAB congelada durante todo o ciclo obriga o investimento novo a esperar até a revisão seguinte para começar a ser remunerado, enquanto uma que se atualiza com frequência o reconhece quase de imediato. Como cada marco trata esse investimento novo —quando e de que forma o incorpora— é o assunto da subseção seguinte.

4.1.5. Remuneração de novos ativos

Uma rede de distribuição nunca está terminada. A demanda cresce, os ativos envelhecem e devem ser repostos, e as exigências de qualidade e da transição energética obrigam a investir de forma contínua. A pergunta que define este ponto é quando esse investimento começa a ser remunerado: se o regulador o reconhece antes de executá-lo, com base no previsto para o período —ex ante; depois, uma vez que o ativo está em operação —ex post; ou combinando ambos os momentos. Nos esquemas de empresa modelo, o reconhecimento é essencialmen-

te ex ante: o investimento futuro entra na tarifa por meio da construção do modelo, que se dimensiona olhando para frente —a Lei Geral de Serviços Elétricos chilena calcula o VNR sobre instalações adaptadas à demanda e considera fatores prospectivos como a penetração de novas tecnologias; o Regulamento guatemalteco projeta os custos segundo o crescimento previsto da demanda e os planos de expansão. O que se remunera, nesses casos, é a rede eficiente que o modelo projeta; um investimento real que o modelo não tenha antecipado não encontra reconhecimento senão até o processo tarifário seguinte.

Outros marcos atrelam o reconhecimento à execução efetiva. Nos sistemas de serviço pelo custo opera um reconhecimento ex post: o ativo prudente entra na base uma vez executado e posto em operação, como um custo a mais; e mesmo em casos como o da Costa Rica, a revisão anual faz com que esse reconhecimento seja relativamente próximo da entrada em serviço. Entre o modelo prospectivo e o reconhecimento posterior situa-se o esquema misto, cujo expoente mais desenvolvido é a Colômbia: sob a Resolução CREG 015 de 2018, o operador submete à aprovação um plano que fixa ex ante os investimentos reconhecíveis e seus montantes máximos, e a base incorpora depois ex post os ativos efetivamente executados, com um ajuste que corrige os desvios entre o planejado e o realizado; sua atualização anual lhe confere uma agilidade que os esquemas de revisão a cada quatro ou cinco anos não alcançam.

A diferença entre esses modelos não é de nuance e concentra-se na rigidez. Nos esquemas ex ante mais rígidos, o investimento que a empresa realiza no meio do ciclo e que o modelo não havia previsto fica sem remuneração até a revisão seguinte, a essa altura já perdeu valor —um custo que as próprias distribuidoras destacam no benchmarking: a distribuidora guatemalteca o resume como a perda do valor do dinheiro no tempo que o reconhecimento diferido

não chega a compensar. O efeito é que o desenho desestimula justamente o investimento que a transição torna mais urgente, uma tensão que a experiência internacional aborda com práticas específicas de reconhecimento de investimentos e inovação. E se o investimento convencional e previsível já esbarra nessas demoras, o problema se agrava com os ativos que não se encaixam nas categorias tradicionais da rede —o sof-



Uma rede de distribuição nunca está terminada

Tabela 2. Reconhecimento dos novos investimentos.

Momento do reconhecimento	Como opera	Implicação para o investimento novo	Países
Ex ante (atrelado ao modelo)	Somente se reconhece o investimento previsto no modelo ou no estudo tarifário para o ciclo de quatro ou cinco anos	O investimento não antecipado aguarda o próximo processo tarifário, assumindo a empresa o custo financeiro ou a perda de valor no tempo	Chile, Guatemala, Peru, El Salvador e Bolívia
Misto (plano de investimentos)	Plano aprovado ex ante, com incorporação ex post dos ativos efetivamente executados	Reconhecimento ágil, em razão da atualização anual da base regulatória de ativos	Colômbia, Argentina (Federal)
Ex post (pelo custo)	O ativo ingressa na base de cálculo após ser executado, entrar em operação e ser contabilizado	O investimento é reconhecido rapidamente, por meio de revisões anuais, mas o modelo não oferece o mesmo incentivo à eficiência imposto pelos padrões teóricos	Costa Rica, Equador e Paraguai

ware, a automação, os sistemas de gestão de dados, cuja remuneração é o assunto da subseção seguinte.

A Tabela 2 resume quando cada marco reconhece o investimento novo e o que esse momento implica para a distribuidora.

4.1.6. Reconhecimento de ativos não convencionais

A transição energética incorporou à rede uma classe de ativos que pouco se parece com as linhas e transformadores para os quais foram desenhadas as categorias regulatórias clássicas: medidores inteligentes, equipamentos de automação, sensores, software e sistemas de gestão de dados, muitas vezes intangíveis e de vida útil mais curta. Seu reconhecimento põe à prova os marcos pensados para a infraestrutura fi-

sica e, a resposta regional, em geral, chega com dificuldade. Nos esquemas de empresa modelo o reconhecimento é o mais restrito, por uma razão estrutural: o modelo só incorpora uma tecnologia quando esta se tornou a alternativa mais eficiente, isto é, o padrão. O Chile o ilustra com nitidez —a digitalização e a automação são remuneradas unicamente se a Comissão Nacional de Energia as adotar na empresa modelo como a solução de menor custo, ou se uma norma as exigir— e as distribuidoras o confirmam no benchmarking: na Guatemala assinalam que o modelo mal dá espaço a esses ativos, e na Argentina, que seu reconhecimento fica a critério do regulador. O efeito é paradoxal: o marco recompensa quem adota a tecnologia quando ela já é comum e penaliza quem a introduz primeiro.

Onde existe uma porta de entrada, ela costuma ser estreita. A Colômbia a abriu por

meio das unidades construtivas especiais e dos investimentos de renovação tecnológica previstos na Resolução CREG 015 de 2018, embora o operador deva justificar tecnicamente por que o ativo difere do padrão e demonstrar sua relação custo-benefício, em um trâmite que as distribuidoras descrevem como lento e incerto; o Peru avançou por uma via afim, ao permitir incorporar ao VAD projetos de inovação tecnológica e sistemas de medição inteligente, mas ainda sem regras claras para realizar sua avaliação. São aberturas parciais: habilitam tecnologias específicas, uma a uma, em vez de dar espaço geral ao investimento não convencional. Apenas os sistemas de serviço pelo custo os acomodam com naturalidade, ao reconhecê-los —tangíveis ou intangíveis— como um custo a mais via depreciação ou amortização, como faz a Costa Rica, ainda que em troca do fraco incentivo à eficiência já descrito. O padrão de fundo é comum: a maioria dos marcos valora um ativo por sua categoria —se ele se encaixa em uma unidade construtiva conhecida— e não pelo resultado que entrega, os ativos genuinamente novos, por definição, não se encaixam; é uma das lacunas que a experiência internacional aborda de maneira mais direta, ao reconhecê-los pela função que cumprem.

Para a distribuidora, tudo isso se traduz em incerteza: o investimento que a transição torna indispensável é reconhecido tarde, de forma parcial ou discricionária. Se o marco lhe transfere esse risco, cabe perguntar se a taxa de retorno que ela percebe o compensa, questão que a subseção seguinte aborda.

4.1.7. Taxa de retorno sobre ativos (WACC) e risco regulatório

Valorar a base de ativos responde a quanto capital se remunera, mas não a que taxa. Essa taxa —o custo médio ponderado de capital, ou WACC— é a que, aplicada sobre a base regulatória, converte o capital investido em rentabilidade reconhecida: sem ela, a base é apenas um inventário valorizado, não uma receita. Seu peso é duplo. É, primeiro,

um multiplicador: uma variação de poucos décimos move a tarifa de forma apreciável e por isso constitui um dos parâmetros mais disputados de cada revisão. E é, além disso, o lugar onde o risco que o modelo reparte termina por ser pago. O custo que a empresa absorve quando é remunerada sobre um padrão, o investimento que demora a ser reconhecido, os ativos novos que não encontram espaço: tudo isso é risco que a distribuidora carrega e o princípio que ordena a fixação da taxa é que esta guarde coerência com ele —se o marco lhe transfere muito risco, a taxa deveria refleti-lo; se o atenua, pode ser menor. Compará-las entre países exige, porém, uma precaução: não são homogêneas —umas se expressam em termos reais e outras nominais, umas antes e outras depois de impostos, de modo que só dizem algo quando lidas sobre uma mesma base.

Um primeiro grupo fixa o WACC mediante o modelo de precificação de ativos de capital (CAPM) e o atualiza com regularidade, de modo que a taxa acompanha as condições de mercado e o risco-país. O Brasil o recalcula a cada ano; Argentina, Chile e Colômbia, a cada revisão. O caso argentino é o mais eloquente do princípio de coerência: em janeiro de 2025 o ENRE reduziu a taxa de distribuição para 6,22% real depois de impostos —9,56% antes de impostos—, abaixo dos 10,31% anteriores, justificando-o pela melhora dos indicadores macroeconômicos e pela queda do risco soberano. O Chile, por sua vez, abandonou em 2019, com a Lei 21.194, a taxa fixa histórica de 10% real anual que vigorava desde 1982 e a substituiu por uma banda de entre 6% e 8% real determinada por CAPM. Nesses marcos a taxa é uma variável viva, não um número herdado.

Um segundo grupo conserva taxas fixadas diretamente por lei, que permanecem inalteradas salvo reforma legislativa. O Peru mantém os 12% real antes de impostos estabelecidos na Lei de Concessões Elétricas de 1992 —um valor que opera, ademais, como centro de uma banda de controle setorial: se a rentabilidade agregada das distribuidoras

se afasta da faixa de 8% a 16%, o regulador ajusta as tarifas para essa banda. El Salvador conserva os 10% real de sua Lei Geral de Eletricidade de 1996, que a reforma de 2024 não modificou. E a Guatemala oferece o caso-limite: embora sua lei preveja uma banda de entre 7% e 13%, a Comissão Nacional de Energia Elétrica fixou a taxa no piso de 7% e a manteve nesse mínimo legal por mais de uma década. A previsibilidade dessas taxas é alta, mas têm uma contraface: ao não acompanhar as condições de mercado, podem desalinhar-se do custo de capital real e, quando ficam abaixo dele, transferem à distribuidora a diferença.

Em um terceiro grupo, os sistemas dominados por empresas públicas ou cooperativas prescindem de um WACC comercial. Na Costa Rica, a lei garante ao operador recuperar seu investimento e um benefício razoável sem romper o equilíbrio financeiro, princípio que a metodologia da ARESEP concretiza em um ganho limitado, muito abaixo das taxas comerciais da região. O Equador é um caso ainda mais extremo: durante anos reconheceu uma taxa de desconto de 0% — apenas a depreciação, sem retorno sobre o capital público— e apenas em 2025 a elevou a um valor real positivo, ainda que mínimo. O Paraguai não fixa uma taxa de retorno

formal: a ANDE, empresa estatal integrada, recupera seu capital por meio dos custos do serviço. A Bolívia constitui um caso singular: reconhece uma taxa comercial, mas a calcula por referência ao rendimento das empresas de serviços públicos do índice Dow Jones, desligando-a do risco financeiro local. Tomadas sobre uma mesma base, as taxas da região mostram uma dispersão menor do que sugerem os números crus, as mais altas —as da Colômbia e do Peru, em torno de 12% real antes de impostos— refletem em boa medida o maior risco-país, em linha com o princípio de que a remuneração do capital deve seguir o risco.

Ainda assim, uma taxa bem fixada não basta por si só. O que em última instância determina o risco do investidor não é apenas o nível da taxa, mas a estabilidade e a previsibilidade das regras: uma taxa generosa no papel se dilui se os investimentos são reconhecidos tarde, se as tarifas são congeladas por razões políticas ou se as metodologias mudam de forma imprevista. A taxa de retorno é, por isso, condição necessária, mas não suficiente, de uma remuneração adequada. E a receita regulada tampouco se esgota em retribuir o capital e seu risco: incorpora, ademais, incentivos que premiam ou penalizam



Tabela 3. Mecanismos de fixação da taxa de retorno (WACC) na região.

Mecanismo	Traço distintivo	Países
WACC por CAPM, atualizado periodicamente	Acompanha o mercado e o risco-país por meio de recálculos realizados em cada ciclo tarifário ou anualmente	Argentina, Brasil, Chile e Colômbia
Taxa ou banda fixada por lei	Modelo estático e altamente previsível, com taxa fixada em valor determinado ou contida em uma faixa legal, mas que pode se desalinhar do custo real de capital	Peru, El Salvador e Guatemala
Sem WACC comercial (lógica pública ou cooperativa)	Rédito destinado ao desenvolvimento ou baseado no custo contábil, sem remuneração do capital privado	Costa Rica, Equador e Paraguai

o desempenho da distribuidora, objeto da subseção seguinte.

A Tabela 3 resume os três mecanismos com que a região fixa a taxa de retorno e os países que aplicam cada um; os valores específicos, dada sua base distinta (real ou nominal, antes ou depois de impostos), são detalhados no texto.

4.1.8. Esquemas de incentivos

Fixar a receita e sua taxa de retorno assegura que a distribuidora recupere seus custos, mas não garante que preste um bom serviço: uma empresa pode operar ao custo reconhecido e, ainda assim, oferecer uma qualidade ruim ou tolerar perdas elevadas. Por isso os marcos acrescentam incentivos explícitos, que vinculam uma parte da receita ao desempenho em objetivos que o mero controle de custos não assegura: a qualidade do fornecimento, a redução de perdas, a eficiência e, cada vez mais, a resiliência. A distinção decisiva é se esses incentivos são simétricos —premiar o bom desempenho e penalizam o ruim— ou assimétricos —apenas punem o descumprimento, porque disso depende que a qualidade se torne um investimento rentável ou apenas um limiar a evitar.

O incentivo mais difundido na região é o de qualidade, articulado em torno dos indicadores de continuidade SAIDI e SAIFI. Mas na maioria dos marcos opera de forma assimétrica: o descumprimento das metas acarreta sanções ou compensações aos usuários,

sem que o desempenho superior gere uma retribuição equivalente. Na Argentina, por exemplo, as metas de qualidade fazem parte do regime de sanções, não da remuneração reconhecida. A Colômbia é a exceção mais nítida: seu esquema ajusta a receita do operador para cima ou para baixo conforme se situe acima ou abaixo das metas de qualidade média, de modo que a qualidade efetivamente move a remuneração. O Brasil integra em seu Fator X uma dimensão de qualidade e satisfação do cliente —o componente, definido no PRORET da ANEEL, que ajusta para cima ou para baixo as receitas da distribuidora.

As perdas recebem um tratamento de dupla face. Por um lado, são um componente reconhecido da receita: o regulador admite um nível de perdas eficiente —valorado ao preço da energia— como parte do custo do serviço. Por outro, e justamente porque esse nível reconhecido é fixo, operam como um incentivo: se a distribuidora reduz suas perdas reais abaixo do padrão, retém a diferença como maior receita, conforme assinalam operadores do Chile e da Argentina. A Colômbia vai além ao estruturar planos de redução de perdas que reconhecem os custos do esforço quando as metas são cumpridas e obrigam a devolver o reconhecido quando não. É um dos incentivos mais bem desenvolvidos da região.

A eficiência operacional, por outro lado, raramente é premiada de forma explícita: nos esquemas de empresa modelo e preço-teto está profundamente incorporada, pois toda redução de custos abaixo do padrão fica

para a empresa até a revisão seguinte, de modo que o próprio modelo faz as vezes de incentivo. A resiliência e a digitalização —os objetivos que a transição torna mais urgentes— quase não contam hoje com um incentivo remuneratório: as distribuidoras assinam que não existe ou que apenas começa a ser discutido. O quadro de conjunto é revelador: a região incentiva sobretudo punindo, premia a eficiência estática que o modelo já traz incorporada, e deixa sem sinal econômico os resultados que o novo paradigma demanda; é precisamente a transição para incentivos simétricos e orientados a resultados o que a experiência internacional desenvolveu. Esses incentivos, ademais, não operam em qualquer momento: vigoram dentro de um período tarifário e sua força depende de quanto dure esse período e de como se atualize a remuneração nesse ínterim, a dimensão temporal que a subseção seguinte aborda.

4.1.9. Ciclos tarifários e mecanismos de indexação/ajuste

A remuneração da distribuidora não se recalcula de forma contínua: é fixada em uma revisão tarifária e vigora durante um período plurianual, até a revisão seguinte. Essa periodicidade encerra um compromisso. Um ciclo longo reforça o incentivo à eficiência, porque a empresa retém por mais tempo os ganhos de produtividade que obtém; mas também aumenta o risco de que os parâmetros —custos, demanda, tecnologia— fiquem desatualizados diante da realidade. Para administrar essa tensão, os marcos combinam duas ferramentas: a duração do ciclo e os mecanismos de indexação e ajuste que atualizam a remuneração enquanto ele transcorre.

A duração do ciclo é, na região, notavelmente homogênea: estende-se quase sempre entre quatro e cinco anos —quatro no Chile e no Peru, cinco na Guatemala, na Argentina e na Colômbia, e de quatro a cinco no Brasil. As diferenças aparecem em como se atualiza a base dentro desse período: enquanto a

maioria a mantém fixa até a revisão seguinte, a Colômbia e a jurisdição federal Argentina permitem a atualização a cada ano e a Costa Rica ajusta suas tarifas anualmente, o que encurta a distância entre o investimento e seu reconhecimento. A revisão integral intermediária é infrequente, mas vários marcos preveem válvulas extraordinárias: o Brasil e Argentina (federal), por exemplo, habilitam uma revisão fora de ciclo quando se comprova a ruptura do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, um princípio que sua lei de concessões consagra de forma expressa.

Os mecanismos de indexação e ajuste, por sua vez, são os que preservam o valor real da receita entre uma revisão e outra e sua robustez varia enormemente. Em um extremo situa-se a Colômbia, cuja remuneração de distribuição se ajusta quase exclusivamente pelo índice de preços ao produtor, uma dependência que suas próprias distribuidoras consideram insuficiente para capturar os fatores macroeconômicos que enfrentam. No outro está a Argentina que, empurrada pela inflação, levou o ajuste a uma frequência mensal atrelada à evolução dos preços e incorporou um esquema de diferimento que reconhece o custo financeiro de recuperar de maneira gradual os aumentos pendent. Entre ambos os polos, o restante da região recorre a atualizações de periodicidade intermediária e a cestas variadas de índices —o índice de preços ao consumidor local em El Salvador, ou combinações que somam a taxa de câmbio e índices de preços externos em outros casos.

Duração e indexação operam, em definitivo, como um único dispositivo: quanto mais longo o ciclo, mais decisiva se torna a robustez do ajuste e, da combinação de ambos, depende quanto risco de erosão da receita real a distribuidora suporta entre revisões. Esse risco é, precisamente, o que a taxa de retorno deveria reconhecer, de modo que ciclo, ajuste e WACC fazem parte de um mesmo sistema. Essa interdependência abrange todo o esquema: o modelo de remuneração,

a determinação dos custos, o tratamento do capital e da operação, a valoração e atualização dos ativos, os incentivos e os ciclos não são decisões independentes, mas peças de um mesmo sistema cujo equilíbrio define a suficiência e a sustentabilidade da remuneração. Determinado quanto a distribuidora recebe, resta a outra metade da equação tarifária: como essa receita é arrecadada dos usuários, por meio da estrutura de encargos que a próxima seção aborda.



4.2. ESQUEMAS TARIFÁRIOS E SINAIS DE PREÇO

A precificação da eletricidade na América Latina combina, em maior ou menor grau, componentes de energia, tarifas de transmissão e distribuição, além de encargos setoriais e impostos. Embora essa decomposição seja amplamente reconhecida na literatura, sua aplicação prática varia significativamente entre os países, tanto na forma de alocação dos custos quanto na transparência com que cada componente é apresentado ao consumidor. Outro elemento central para o desenho tarifário é a distinção entre custos fixos e variáveis, usualmente traduzida em três componentes: um volumétrico, associado ao consumo de energia; um fixo, orientado à recuperação de custos independentes do uso; e um componente de capacidade, relacionado ao dimensionamento da infraestrutura.

Compreender como cada país estrutura esses elementos e de que forma a tarifa transmite sinais econômicos aos consumidores e influencia o desempenho das distribuidoras é fundamental para identificar lacunas, avaliar incentivos e reconhecer oportunidades de melhoria regulatória. As diferenças observadas na região refletem escolhas institucionais, maturidade regulatória, prioridades de política pública e condições estruturais dos sistemas elétricos. A análise comparativa dos modelos tarifários latino-americanos permite, portanto, entender como os custos são recuperados, bem como a forma pela qual cada país equilibra eficiência, equidade, sustentabilidade financeira e qualidade do serviço.

4.2.1. Estrutura e abertura de componentes tarifários

País	Encargo fixo	Encargo por energia	Encargo por potência / demanda	Abertura tarifária (componentes visíveis ou explícitos)
Argentina	●	●	○	CM D
Bolívia	●	●	○	G Dep. Utilidade
Brasil	○	●	○	G D
Chile	●	●	●	G T D R
Colômbia	○	●	○	G T D C P R
Costa Rica	●	●	○	G T D C R
Equador	●	●	○	G T D C
El Salvador	●	●	○	G D C
Guatemala	●	●	○	G T D
Paraguai	●	●	○	G T D C
Peru	●	●	○	G T D

LEGENDA

- Aplicação geral
- Aplicação parcial (conforme nível de tensão ou tipo de usuário)
- Não se aplica

CHAVE DE COMPONENTES

- G Geração (energia)
- T Transmissão
- D Distribuição (uso da rede)
- C Comercialização
- P Perdas
- R Restrições / Outros
- CM Custos de Comercialização
- Dep. Depreciação
- Utilidade Utilidade permitida

Fig. 4. Estrutura e abertura de componentes tarifários.

A grande maioria da amostra utiliza uma estrutura básica de encargo fixo mais encargo variável. Apenas a Colômbia não possui um componente fixo, e o Brasil também não, quando se trata do segmento residencial (há apenas franquia mínima de 30 kWh, 50 kWh e 100 kWh). Cabe ressaltar que um encargo fixo uniforme aplicado a todos os usuários pode cumprir a função de recuperar custos, mas não necessariamente atenderá a critérios de eficiência.

A estrutura tarifária na Argentina aplica um valor fixo somado a um valor variável por energia para pequenas demandas (≤ 10 kW), enquanto as médias e grandes demandas incluem também encargos pela capacidade máxima de fornecimento, pela potência demandada em horário de ponta, pela energia consumida nos diferentes períodos tarifários (ponta, vale e intermediário) e pela potência excedida. A composição tarifária na Argentina inclui o Custo de Compra no Mercado Atacadista (Energia + Potência + Transporte) e o Valor Agregado de Distribuição.

No Brasil existe um componente fixo da tarifa apenas para os consumidores do Grupo A (alta tensão), que corresponde ao valor cobrado pela demanda contratada ou medida, remunerando a capacidade que a distribuidora deve manter disponível. Encontra-se em processo de Consulta Pública uma proposta para substituir o atual modelo de franquia mínima de 30, 50 e 100 kWh, onde o consumidor paga um valor mínimo baseado em uma quantidade de energia - mesmo que não a use, por uma cobrança fixa mensal em reais. A composição tarifária considera os custos da energia gerada ou custos de compra —que formam a Tarifa de Energia (TE)— mais o transporte de energia até as unidades consumidoras, que consiste na Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD decompõe-se nas parcelas A —que cobre custos de terceiros, parcela B —correspondente ao valor agregado da Distribuição— e perdas, encargos e outros.

A Bolívia adota uma estrutura tarifária com componentes fixo e variável para todos os níveis de demanda. O que muda é a forma de cobrança da parte variável: para cargas

pequenas (≤ 10 kW) depende unicamente da energia consumida; para demandas médias (11 a 50 kW) inclui custos de energia e potência; e para grandes consumidores (> 50 kW) a energia é tarifada por blocos horários (alto, médio e baixo), mais encargos de potência e de excesso fora da ponta. Entram nas tarifas o custo de compra e transporte de eletricidade no caso do Sistema Integrado ou o custo de geração no caso dos Sistemas Isolados Integrados Verticalmente; os custos de operação, manutenção e administração; e os custos de capital.

A estrutura tarifária do Chile inclui um componente fixo—que cobre os custos de atendimento ao cliente— e um variável— que reflete os demais custos do serviço. A tarifa final decompõe-se em partes que refletem os custos de geração, transmissão, distribuição e outros encargos.

A tarifa final na Colômbia não possui nenhum componente fixo e conta com a estrutura mais completa entre os países, que corresponde à soma dos seguintes elementos: Geração (G) — custo variável associado à energia adquirida para atender os usuários regulados; Transmissão (T) — componente variável que remunera o uso das redes de transmissão; Distribuição (D) — custo associado ao uso das redes de distribuição; Comercialização (C) — custos relacionados ao atendimento do usuário; Perdas (PR) — componente variável que reconhece as perdas reguladas do sistema de distribuição e transmissão; e Restrições (R) — custos associados às restrições operativas do sistema elétrico. A soma desses seis componentes gera o Custo Unitário (\$/kWh), que se multiplica pelo consumo mensal de cada usuário para determinar o valor correspondente a cada componente tarifário.

Por sua vez, a Costa Rica adota um componente fixo em sua estrutura tarifária, aplicado quando o consumidor se classifica em tarifas binômias, que cobram separadamente energia (kWh) e demanda (kW). A tarifa final reúne energia —custo da geração adquirida,

transmissão — transporte da energia até as redes locais, VAD —encargo fixo por usuário, perdas médias e custos de capital, operação e manutenção, potência, encargos regulatórios e serviços complementares.

A decomposição da tarifa em El Salvador considera um componente fixo para cobrir os custos de comercialização e componentes variáveis para os custos de distribuição e da energia consumida, referente à geração. O componente de distribuição reflete o valor que o distribuidor atribui para realizar manutenção, melhoria e expansão da rede.

A estrutura tarifária da Guatemala e do Peru é bastante similar, organizada em três blocos principais: geração, transmissão e distribuição. No bloco de geração, ambos incluem a cobrança por energia (kWh) e potência para atender a demanda dos usuários regulados. A transmissão, nos dois países, reúne encargos de conexão e uso da rede, incorporando custos como perdas, congestionamentos e compensações entre agentes. A distribuição, por sua vez, é composta pelo Valor Agregado de Distribuição (VAD), que remunera a rede de média e baixa tensão, além dos custos de conexão associados ao atendimento do usuário. Em ambos os casos, o VAD inclui uma cobrança de valor mensal fixo, associada ao custo de manter a infraestrutura disponível para o consumidor, enquanto o componente variável é calculado sobre o consumo (kWh) e, quando corresponde, sobre a potência demandada (kW).

O Paraguai adota uma tarifa monômnia, composta por energia — custo de geração e compra, potência e demanda —aplicadas principalmente a grandes consumidores em horários de ponta— e pelo uso da rede de distribuição, que incorpora infraestrutura, operação e manutenção, custos comerciais, depreciação e remuneração dos ativos. Além disso, existem modalidades específicas para consumidores eletrointensivos.

A comparação das estruturas tarifárias mostra que, apesar de diferenças relevantes na composição entre energia, demanda e componentes fixos, os países convergem na busca por mecanismos que equilibrem recuperação de custos, eficiência e equidade. Esse pano de fundo permite avançar para um aspecto decisivo da remuneração da infraestrutura: o encargo por potência ou demanda máxima, cuja presença — ou ausência — molda de forma significativa os incentivos econômicos do setor.

4.2.2. Encargo por potência ou demanda máxima

Entre os países analisados, apenas o Chile tem encargo por demanda para o segmento residencial. Os consumidores residenciais pagam o custo relacionado à potência de forma indireta, mediante fatores de carga aplicados ao consumo de energia, tanto na distribuição quanto na geração — não há cobrança direta por demanda contratada ou medida. A cobrança é feita por potência lida ou contratada, e a demanda máxima é medida em blocos de 15 minutos. A Colômbia possui uma tarifa monômnia por energia, enquanto o Peru possui um encargo de “potência coincidente”, que faz referência à demanda registrada pelo cliente que coincide com a demanda máxima nacional do mês, a qual é incluída na fórmula da energia para residenciais (BT5), que não é visível para o usuário.

A maioria dos países analisados possui uma tarifa por potência ou demanda para os consumidores de médio e grande porte (BT e AT). Na Argentina paga-se por potência contratada, com penalidade por excesso da demanda contratada. Na Bolívia também há penalidade por excesso de potência fora do horário de ponta para grandes consumidores. As tarifas por demanda aplicam-se a usuários de médio porte mediante a potência máxima, que corresponde ao maior valor das potências medidas no período elétrico de novembro a outubro e, para grandes consumidores, pela potência máxima no Bloco

Alto (Ponta) e o Excesso de Potência Fora de Ponta (diferença entre a potência máxima fora de ponta e a potência máxima de ponta).

As modalidades de contratação no Brasil incluem as tarifas verde e azul para consumidores de média e alta tensão. O faturamento é feito pelo maior valor entre a demanda medida no ciclo de faturamento e a demanda contratada. Também existe uma modalidade tarifária de geração, aplicada à central geradora e ao agente importador conectado aos sistemas de distribuição, e que se caracteriza por tarifas de demanda, independentemente das horas de utilização do dia.

Na Costa Rica, os consumidores residenciais e pequenos comércios de baixa tensão não pagam por demanda contratada. A tarifa de potência ou demanda é paga pelos consumidores classificados como de Baixa Tensão de porte médio e grandes demandas, média tensão e alta tensão. Esses grupos pagam penalidade por exceder a potência contratada e também pagam por potência adquirida, vinculada ao custo ata-



4.2.3. Diferenciação horária e tarifas por horário de uso

País	Residencial (BT)	Pequena demanda (BT)	Média demanda (MT)	Grande demanda (AT/MT)	Tipo de tarifa horária / por tempo de uso	Observações relevantes
Argentina	○	○	○	●	–	Aplica-se apenas a Grandes Demandas (>50 kW). Sem TOU para clientes residenciais.
Bolívia	○	○	○	●	3 blocos	Apenas Grandes Demandas. Blocos: alto / médio / baixo.
Brasil	●	●	●	●	Tarifa Branca / Verde / Azul	Tarifa Branca para BT (residencial). Verde (A3–A4) e Azul (A5) em AT/MT.
Chile	○	○	◐	●	Ponta / Fora de ponta	TOU opcional para clientes >10 kW em BT e MT. Definida por período.
Colômbia	○	○	◐	◐	– (opção limitada)	Não há TOU para usuários regulados residenciais. Apenas não regulados ou opções especiais.
Costa Rica	○	○	●	●	Ponta / Vale / Noite	TOU para BT >50 kW e MT (obrigatória para alguns). Três períodos diários.
Equador	○	○	◐	●	Ponta / Fora de ponta	Aplica-se a MT (≥13,8 kV) e grandes consumidores. Dois períodos diários.
El Salvador	○	○	●	●	Ponta / Intermediário / Vale	Opcional em BT (residencial). Obrigatória em MT e para grandes demandas.
Guatemala	○	○	○	●	Ponta / Fora de ponta	TOU para clientes >11 kW e para estações de recarga de veículos elétricos.
Paraguai	○	○	◐	●	Ponta / Intermediário / Vale	Opcional em MT (≥23 kV) e obrigatória em AT. Três períodos diários.
Peru	◐	●	●	●	Ponta / Fora de ponta	Residencial com medidor avançado (BT5). Horário de ponta: 18:00–23:00.

LEGENDA
● Disponível / Obrigatória
◐ Disponível / Opcional
○ Não disponível
BT = Baixa Tensão
MT = Média Tensão
AT = Alta Tensão

TIPOS DE TARIFAS HORÁRIAS
 Ponta
Horas de maior demanda do sistema (preço mais alto).
 Intermediário / Médio
Horas intermediárias de demanda.
 Vale / Noite
Horas de menor demanda (preço mais baixo).

Fig. 5. Diferenciação horária e tarifas por horário de uso.

cadista de potência.

El Salvador possui pagamento por potência ou demanda apenas para consumidores de baixa e média tensão de porte médio e grandes demandas. Na Guatemala, aos usuários residenciais, em geral, não se aplicam os encargos por potência; no entanto, se excederem os 11 kW de consumo, deverão ser classificados em uma categoria com demanda contratada, na qual se paga uma potência contratada e um encargo por demanda máxima.

Em síntese, os países analisados adotam formas variadas de cobrança por potência ou demanda máxima, concentradas sobretudo nos consumidores de médio e grande porte e com diferentes combinações de medição, contratação e penalidades. Essas diferenças moldam os sinais econômicos percebidos pelos usuários e influenciam seu comportamento de consumo. A seguir, a subseção 4.2.3 examina como esses sinais se articulam com a diferenciação horária e as tarifas por horário de uso, aprofundando o papel do tempo na formação das tarifas.

Entre os países analisados, Brasil, Costa Rica, Paraguai e Peru possuem tarifas horárias para consumidores residenciais. No Brasil existe a tarifa branca, modalidade caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica conforme as horas de utilização do dia, segmentada em três postos tarifários: ponta; intermediário; e fora de ponta. A tarifa branca aplica-se à unidade consumidora do grupo B, exceto para as subclasses de baixa renda e desconto social da classe residencial, a classe de iluminação pública, e a unidade consumidora faturada sob a modalidade de pré-pagamento. Atualmente, a adesão à tarifa branca é feita de forma voluntária, mas encontra-se em discussão, por meio da Consulta Pública da ANEEL (Consulta Pública 46/2025), a possibilidade de aplicação automática da Tarifa Horária (Tarifa Branca) para os consumidores de baixa tensão dos subgrupos B1 (residencial), B2 (rural) e B3 (comercial, industrial e outros) com consumo mensal igual ou superior a 1 MWh.

Além disso, existem as modalidades de tarifa verde e azul. A tarifa verde caracteriza-se

por: uma tarifa de demanda, sem segmentação horária; uma tarifa de consumo de energia para o posto de ponta; e uma tarifa de consumo de energia para o posto fora de ponta. A tarifa azul, por sua vez, caracteriza-se por uma tarifa de demanda para o posto de ponta; uma tarifa de demanda para o posto fora de ponta; uma tarifa de consumo de energia para o posto de ponta; e uma tarifa de consumo de energia para o posto fora de ponta.

No Peru, para clientes de baixa e média tensão, há diversas modalidades tarifárias; o usuário pode escolher a que melhor se adapta a seu perfil de consumo. A opção deve ser solicitada ao distribuidor e, em alguns casos, pode exigir que o medidor esteja preparado para registrar corretamente os componentes tarifários —caso contrário, o cliente deve arcar com a substituição do equipamento. Essa flexibilidade é especialmente utilizada por consumidores com padrões de consumo horários, como atividades agrícolas, processos industriais noturnos ou operações concentradas em determinados períodos do dia.

O Paraguai possui tarifas horárias e por horário de uso para consumidores residenciais, industriais, governamentais e outros, atendidos em baixa e média tensão, que pagam valores diferentes pela energia. Essa modalidade é opcional e estabelece preços mais altos nos horários de pico e mais baixos fora do pico, incentivando que os usuários reorganizem seus hábitos e concentrem o consumo nos períodos de menor demanda.

Há um incentivo para o consumo fora dos horários de maior demanda na Costa Rica para consumidores residenciais em baixa tensão com consumo superior a 200 kWh mensais. As tarifas diferenciam-se conforme o período do dia. São utilizadas três faixas: ponta, com os valores mais altos; vale, com preços intermediários; e noturna, com as tarifas mais baixas. Os valores variam ainda conforme o volume total consumido no mês, com blocos de até 500 kWh e acima

de 501 kWh, refletindo uma estrutura que combina sinalização horária e progressividade para promover a eficiência e o deslocamento do consumo.

Argentina e Bolívia só possuem tarifas por bandas horárias para grandes demandas, sendo o limite mínimo de 50 kW na Argentina. Na Bolívia as tarifas consideram ponta e fora de ponta, contendo três blocos horários: Bloco Alto ou de Ponta (18:00 às 23:00), Bloco Médio (07:00 às 18:00 e 23:00 às 24:00) e Bloco Baixo (00:00 às 07:00).

No Chile existem tarifas com diferenciação horária para clientes regulados, estruturadas em blocos como ponta, intermediário/plano e vale/fora de ponta. Essas tarifas destinam-se principalmente a clientes com maior potência instalada, geralmente acima de 10 kW, e que possuam medidor inteligente capaz de registrar o consumo por período horário. A adesão a essas tarifas é opcional e deve ser solicitada pelo próprio usuário à distribuidora. Destinam-se a consumidores que podem se beneficiar de preços diferenciados ao deslocar parte do consumo para horários fora de ponta.

El Salvador possui tarifa horária obrigatória para grandes demandas, sejam de baixa ou alta tensão. Para clientes de médio porte, com medição inteligente, há opção de tarifas horárias.

Na Guatemala existem tarifas com diferenciação horária por blocos. Essas tarifas são projetadas para atender os usuários em geral, incentivando o uso eficiente da energia e estimulando o consumo no período de menor demanda, inclusive para a carga de veículos elétricos. Também existem tarifas horárias para usuários com demanda superior a 11 kW, que podem ser medidos por blocos horários com o mesmo objetivo, ou seja, promover um consumo mais eficiente da energia.

Atualmente, na Colômbia não existem tarifas com diferenciação horária para consu-

midores regulados; a diferenciação horária só está prevista para alguns usuários não regulados.

Os países analisados adotam diferentes modalidades de tarifas horárias, variando entre modelos obrigatórios para grandes demandas e opções voluntárias para consumidores de menor porte. Em todos os casos, busca-se sinalizar custos por período do dia e incentivar o deslocamento do consumo para horários de menor carga. Essa diversidade de abordagens prepara a discussão da subseção 4.2.4, dedicada à separação e visibilidade do pedágio de distribuição.

4.2.4. Separação e visibilidade do pedágio de distribuição

Os países analisados apresentam diferentes estruturas de identificação do pedágio de distribuição. Alguns, como Argentina (federal), Brasil, Colômbia, Costa Rica e El Salvador, possuem uma separação explícita regulamentada; outros, como Bolívia, Chile e Guatemala, não têm uma separação clara para os usuários regulados e essa separação só é identificável para os grandes clientes do mercado livre; enquanto no Peru pode-se verificar uma separação parcial do pedágio de distribuição.

A estrutura do Peru é diferenciada: para os clientes que não possuem medidor de 15 minutos, a tarifa é aplicada dentro da fórmula de cálculo do preço da energia. Para os clientes que possuem esse tipo de medidor ou que registram as demandas máximas, aplica-se o valor da demanda máxima em Hora de Ponta e Fora de Ponta dos últimos 6 meses, multiplicado pelo VAD.

No Brasil, as tarifas são segregadas em Tarifa de Energia (TE) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Os consumidores do mercado regulado pagam a soma desses dois componentes, que não aparecem desagregados na fatura, mas a regulação é clara ao definir valores tarifários para cada um deles. No mercado livre, os consumido-

res negociam livremente o preço da energia e pagam a TUSD, caso estejam conectados à rede de distribuição, ou a tarifa de uso do sistema de Transmissão (TUST), caso estejam conectados à rede de transmissão.

Na Colômbia, na Costa Rica e no Paraguai a regulação separa cada componente da tarifa e a soma das partes constitui o custo unitário que se paga nas tarifas de energia. Um processo semelhante ocorre em El Salvador, onde a tarifa se decompõe em componentes de distribuição, comercialização e energia, e, no caso desse país, a fatura mostra essa separação.

Chile e Bolívia não possuem diferenciação para os clientes do mercado regulado; só há custos de pedágio explícitos para o mercado livre. Na Guatemala a estrutura também é similar, com valores integrados para o mercado regulado, enquanto no mercado livre existem categorias em que a distribuidora realiza a função de transporte, com uma tarifa por perdas e outra por demanda máxima. Na Argentina há distinção apenas a partir das médias e grandes demandas; as pequenas cargas residenciais não têm segregação.

A comparação entre os países mostra que a separação e a visibilidade do pedágio de distribuição variam amplamente, desde estruturas totalmente explícitas até arranjos integrados em que o usuário regulado não identifica claramente esse componente. Essas diferenças refletem escolhas regulatórias e graus distintos de transparência tarifária, elementos que influenciam a compreensão dos custos pelo consumidor. Com isso, a subseção 4.2.5 passa a tratar dos subsídios sociais, outro componente relevante na formação das tarifas e na distribuição dos encargos entre classes de consumo.

4.2.5. Subsídios sociais

Existem diferentes mecanismos e abordagens de subsídios sociais nos países da América Latina. Na Argentina, em El Salvador e na Guatemala os subsídios são financiados por orçamento público. Na Argentina existe um Subsídio Nacional sobre determinada quantidade de kWh de consumo. Existe, ademais, um adicional fixo referente à Tarifa Social da jurisdição federal (CABA ou PBA). São subsídios que não se aplicam aos mesmos clientes e possuem modalidades distintas. Em El Salvador, os subsídios são estabelecidos mediante um modelo definido pelo Ministério da Economia, que seleciona previamente os usuários aptos ao benefício e envia essa lista às distribuidoras, responsáveis por aplicar o desconto diretamente na fatura. Todo o custo é assumido pelo Governo Central, que reembolsa às distribuidoras os valores subsidiados. Esse sistema opera desde 1999 e apresenta um bom desempenho, desde que os reembolsos governamentais sejam realizados de maneira oportuna. Na Guatemala, a Lei da Tarifa Social define de forma objetiva quem tem direito ao subsídio e estabelece como deve ser aplicado, priorizando os consumidores de baixo consumo. O governo financia integralmente esse benefício por meio de uma empresa pública de energia, que transfere o valor ao distribuidor para garantir que este receba a tarifa integral. Esse processo envolve a supervisão do órgão regulador e a atuação da entidade governamental responsável pela transferência dos recursos, assegurando que o subsídio seja aplicado corretamente.

No Brasil, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), uma espécie de fundo setorial, é o principal mecanismo por meio do qual se concentram os subsídios assumidos pelos consumidores brasileiros. São considerados subsídios os descontos e benefícios tarifários, políticas de governo como

a Universalização do Serviço e o Custeio de Geração de Energia nos sistemas isolados (CCC e Carvão e Óleo Combustível), e a estimativa do impacto da geração distribuída nas tarifas dos consumidores com base em um fator de não coincidência do consumo. Para os consumidores residenciais de baixa renda existe hoje a Tarifa Social de Energia Elétrica, financiada pelos demais consumidores por meio da CDE. Atualmente, os subsídios representam em média 20% da tarifa dos consumidores residenciais (ANEEL, 2026).

Bolívia, Chile e Peru possuem mecanismos em que os usuários subsidiados são financiados pelos demais consumidores. Na Bolívia há um subsídio destinado aos consumidores residenciais que utilizam até 70 kWh por mês, que consiste em um desconto de 25% sobre o valor do consumo de energia elétrica. Esse benefício é financiado mensalmente pelos Agentes do Mercado Elétrico Atacadista, que assumem o custo do desconto aplicado na fatura desses usuários. No Chile, os subsídios existentes tendem a ser temporários e voltados a situações específicas— como aumentos de custos ou dívidas acumuladas — e são financiados principalmente pelos próprios consumidores mediante tarifas, impostos ou mecanismos regulatórios de subsídio cruzado. O governo costuma complementar apenas uma parte desse financiamento. Em alguns casos há subsídios focalizados para os lares mais vulneráveis, mas dependem de processos de inscrição e de renovações periódicas, o que limita sua continuidade. De modo geral, emerge a necessidade de estruturar um modelo de subsídio mais permanente e estável, capaz de atender de forma consistente quem realmente precisa, reduzindo a dependência de medidas provisórias. No Peru existem dois mecanismos regulados de subsídio que funcionam mediante diferentes formas de financiamento e compensação. O FOSE (Fundo de Compensação Social Elétrica) é um subsídio cruzado criado para garantir que os usuários residenciais de baixa renda e baixo consumo —com mé-

dia mensal menor ou igual a 140 kWh, conforme os critérios definidos pela Resolução OSINERGMIN n.º 206-2013-OS/C— paguem menos pela energia elétrica. Esse fundo é financiado pelos consumidores de maior consumo, que contribuem para reduzir a tarifa dos usuários mais vulneráveis. O programa de Eletrificação Rural, por sua vez, é financiado mediante um encargo cobrado de todos os usuários de energia, destinado a sustentar projetos que ampliam o acesso à eletricidade em áreas rurais.

A Colômbia apresenta um perfil diferenciado, em que o sistema de subsídios está estruturado por estratos socioeconômicos e dirigido aos consumidores residenciais dos estratos 1, 2 e 3, que recebem descontos limitados ao consumo básico de subsistência —entre 130 e 173 kWh mensais, dependendo da altitude do município—. Esses subsídios são financiados mediante um modelo misto que combina recursos do Governo Nacional, por meio do Orçamento Geral da Nação, com contribuições obrigatórias dos usuários dos estratos 5 e 6 e dos setores comercial e industrial, que pagam um adicional de 20% sobre seu consumo. Quando as contribuições não são suficientes, o Estado cobre o déficit. O modelo também prevê o reconhecimento dos custos financeiros às empresas comercializadoras até o reembolso governamental, embora os frequentes atrasos afetem sua liquidez. Persiste, ademais, a necessidade de melhorar a focalização dos subsídios, reduzindo a dependência do critério de estratos e dirigindo o benefício exclusivamente aos usuários de baixa renda.

Na Costa Rica existe a Tarifa Preferencial de caráter social (T-CS) para os consumidores vulneráveis atendidos em baixa tensão. Enquadram-se nessa categoria os seguintes usuários: unidade de serviço de abastecimento público para o bombeamento de água potável; instituições públicas de ensino; templos religiosos; lares de idosos, creches e abrigos; centros de atenção a indigentes ou dependentes químicos; institui-

ções de assistência social; Cruz Vermelha e centros de saúde rural; além de pessoas que necessitam de suporte ventilatório domiciliar. Cada categoria só pode usar a tarifa especial para as instalações diretamente vinculadas a sua finalidade principal e, quando corresponde, entidades legais e sem fins lucrativos.

No Paraguai existe uma Tarifa Social destinada aos clientes residenciais de baixa renda e a outros consumidores vulneráveis. Para acessar o subsídio, os clientes devem cumprir requisitos estabelecidos por lei, incluindo um consumo mensal de até 300 kWh, pertencer ao grupo de consumidores residenciais ou fazer parte das Juntas de Saneamento de Água reconhecidas oficialmente.

Os países da região adotam modelos bastante distintos de subsídios sociais, combinando mecanismos financiados pelo orçamento público, fundos setoriais e esquemas de subsídio cruzado entre classes de consumo. As diferenças refletem escolhas regulatórias, critérios de focalização e formas de compensação que influenciam tanto a sustentabilidade financeira quanto a efetividade distributiva desses programas. A subseção 4.2.6 passa a examinar os modelos de pré-pagamento, outra dimensão relevante da estrutura tarifária e das políticas de acesso.

4.2.6. Modelos de pré-pagamento

A opção de pré-pagamento tem base regulatória na grande maioria dos países analisados, mas não é adotada em larga escala devido, principalmente, a barreiras econômicas como o custo dos medidores, a baixa atratividade para a empresa e questões operacionais.

Não existe modalidade de pré-pagamento prevista na regulação do Chile, de El Salvador, do Paraguai e da Guatemala. Argentina e Brasil contam com regulamentação para tarifas pré-pagas, mas com baixa adesão devido a fatores como os custos e as ques-

tões operacionais. A regulamentação vigente na Bolívia contempla modelos de pré-pagamento para os serviços na categoria de Baixa Tensão (BT). No entanto, a distribuidora DELAPAZ não tem consumidores ativos nesse modelo. Na Costa Rica aplica-se essa modalidade unicamente para consumidores residenciais com medidores inteligentes.

Na Colômbia existe a comercialização de energia pré-paga; no entanto, há limitações para repassar, por meio do sistema de pré-pagamento, alguns custos adicionais ao custo do serviço de energia. Ou seja, os custos associados a falhas geradas pelo próprio usuário, financiamentos pela venda do medidor, conexão ou reconexão do serviço, processos de fraude de energia ou visitas técnicas solicitadas pelos usuários não entram na conta na opção de pré-pagamento, o que não incentiva sua adoção.

No Peru existe a modalidade de pré-pagamento de forma voluntária em algumas regiões. A principal barreira identificada é a aquisição do medidor, já que nem todos os distribuidores contam com fornecedores para esse equipamento.

Os países analisados possuem regulamentações diversas para modelos de pré-pagamento, mas a adoção permanece limitada devido a barreiras econômicas, operacionais e tecnológicas. A heterogeneidade das experiências evidencia que o pré-pagamento ainda cumpre papel marginal nos sistemas tarifários da região. A subseção 4.2.7 aborda, em seguida, o tratamento regulatório destinado aos clientes eletrodependentes, outro aspecto relevante das políticas de proteção ao consumidor.

4.2.7. Clientes eletrodependentes

Apenas Chile e Argentina possuem marcos tarifários para consumidores eletrodependentes que associam benefício econômico e garantia do serviço. Nos demais países, a garantia limita-se à proibição de suspensão do fornecimento e, em alguns casos, não existe regulamentação específica.

Na Argentina, a Lei 27.351 garante a gratuidade e a continuidade do serviço para os usuários eletrodependentes registrados. No Chile existe um tratamento tarifário específico para os clientes eletrodependentes. Para acessar os benefícios, o usuário deve apresentar um certificado médico e inscrever-se no registro de pacientes eletrodependentes, o que garante um aporte mensal de energia destinado ao funcionamento dos equipamentos médicos essenciais. O tratamento inclui um desconto tarifário —dedução de até 50 kWh mensais— e a proibição de corte do fornecimento por inadimplência, além de atendimento prioritário em situações de interrupção do serviço. O modelo também prevê o fornecimento de equipamentos de emergência, como baterias ou geradores, cujo financiamento é incorporado à tarifa elétrica. As concessionárias não dispõem de mecanismos para impugnar a elegibilidade quando o certificado médico é apresentado.

No Brasil, os consumidores eletrodependentes devem estar cadastrados nas distribuidoras para ter prioridade no atendimento. No entanto, não há uma política tarifária nacional específica; os eventuais benefícios são indiretos, como o acesso à tarifa social.

Tanto na Colômbia quanto no Peru, os usuários eletrodependentes não recebem tratamento tarifário diferenciado nem subsídios específicos, mas contam com proteção contra a suspensão do fornecimento por inadimplência, desde que tenham sua condição formalmente reconhecida. Na Colômbia, o reconhecimento ocorre mediante solicitação à distribuidora acompanhada de evidências e histórico clínico, e esses usuários também podem acessar as mesmas modalidades de financiamento disponíveis aos demais consumidores, além de estarem amparados por decisões judiciais que reforçam a proibição de corte. No Peru, embora a lógica seja similar, o processo exige o registro tanto na empresa elétrica quanto na Osinergmin e, uma vez registrados, os usuários também ficam protegidos contra o

corte e podem aderir a mecanismos de parcelamento para facilitar o pagamento das faturas.

Na Costa Rica aplica-se a Tarifa Preferencial de caráter social (T-CS) aos usuários de suporte ventilatório domiciliar por deficiência respiratória transitória ou permanente que necessitam de um equipamento elétrico para assistência direta no ciclo respiratório. Devem ser prescritos por uma clínica médica autorizada, com um documento que comprove a entrega ou instalação do dispositivo.

Bolívia, El Salvador, Guatemala e Paraguai não possuem uma regulação específica, de modo que o atendimento a esses clientes é realizado caso a caso, de forma ad hoc.

A análise mostra que poucos países possuem políticas tarifárias específicas para consumidores eletrodependentes, predominando modelos que garantem apenas proteção contra suspensão do fornecimento. Onde existem marcos mais robustos, combinam-se benefícios econômicos, continuidade do serviço e atendimento prioritário. Essa heterogeneidade evidencia diferentes níveis de proteção regulatória, o que conduz à subseção 4.2.8, dedicada aos incentivos por qualidade e perdas nos sistemas elétricos.

4.2.8. Incentivos por qualidade e perdas

Entre os países analisados, observa-se que todos possuem algum tipo de indicadores ou metas para a qualidade do serviço e a gestão de perdas, geralmente baseados em limites mínimos de desempenho e penalidades por descumprimento. Em quase todos os casos, o modelo é essencialmente assimétrico, isto é, voltado a sanções e compensações ao usuário, sem oferecer incentivos positivos pelo bom desempenho. A única exceção clara é a do Brasil e da Colômbia, que adotam mecanismos simétricos, permitindo que as distribuidoras aumentem ou reduzam suas receitas conforme o desem-

penho frente às metas estabelecidas. Além disso, a maior parte dos países reconhece perdas na tarifa apenas até níveis considerados eficientes ou ótimos, transferindo o excedente à distribuidora como forma de incentivo econômico à redução.

No Brasil, essa lógica simétrica se expressa mediante indicadores como o DEC e o FEC e métricas individuais que avaliam o desempenho percebido por cada consumidor. O cumprimento das metas pode gerar ganhos ou perdas de receita, e qualquer violação individual resulta em uma compensação automática ao usuário. As perdas são tratadas de forma segmentada entre técnicas e não técnicas, com metas definidas por benchmarking; apenas o volume dentro da meta é reconhecido na tarifa. A Colômbia segue uma linha semelhante: no Sistema de Distribuição Local, a qualidade é medida por SAIDI e SAIFI, e o desempenho pode elevar ou reduzir a receita anual. O tratamento das perdas combina o reconhecimento para empresas eficientes e incentivos progressivos para aquelas que reduzem seus níveis ao longo do ciclo tarifário.

Nos demais países, embora existam mecanismos de controle da qualidade e limites de perdas reconhecidas, o caráter predominante é punitivo. Na Argentina, por exemplo, a violação dos limites de continuidade gera compensações automáticas aos usuários, e há penalidades adicionais para alimentadores com desempenho muito inferior ou eventos de grande impacto. As perdas são reconhecidas até níveis eficientes definidos pelo regulador, e qualquer valor acima deve ser absorvido pela distribuidora. A Bolívia tampouco prevê bonificações, mas o descumprimento dos indicadores de qualidade reduz a receita da distribuidora. As perdas são tratadas com base em um nível ótimo por nível de tensão, e os desvios impactam diretamente a remuneração.

O Chile segue a mesma lógica corretiva, em que não há incentivos positivos para a qualidade ou as perdas e o modelo de empresa eficiente utiliza dados reais das distribuidoras. O descumprimento dos indicadores mínimos resulta em multas que reduzem a receita. Em El Salvador, as penalidades abrangem não apenas a continuidade do serviço, mas também o atendimento comercial e a qualidade do produto elétrico. As perdas reconhecidas são definidas no processo tarifário quinquenal, com reconhecimento integral das perdas técnicas e apenas parcial das perdas não técnicas justificadas, ficando o excedente como risco da distribuidora.

A Guatemala estabelece limites de tolerância para indicadores globais e individuais de interrupções, diferenciando áreas urbanas e rurais. Quando são superados, há uma compensação proporcional à energia não fornecida. As perdas reconhecidas são definidas no cálculo quinquenal do VAD, que incorpora custos eficientes de uma empresa modelo, em que os valores acima do limite não são repassados às tarifas. No Peru, o descumprimento dos limites de qualidade também gera penalidades. Existe a possibilidade de que projetos de melhoria, devidamente aprovados, sejam financiados pela tarifa. As perdas são reconhecidas com base na empresa modelo, distinguindo perdas técnicas e não técnicas mediante o VAD, que reflete o desempenho da distribuidora na gestão dessas perdas.

Por último, Costa Rica e Paraguai apresentam modelos ainda mais restritivos em termos de incentivos. Na Costa Rica, as distribuidoras devem cumprir metas de qualidade, quantidade, oportunidade, continuidade e confiabilidade, mas o modelo é exclusivamente corretivo e sancionatório, com compensações ao usuário quando os indicadores não são cumpridos. As perdas são tratadas de forma global, com um limite máximo, em que os valores abaixo do teto são reconhecidos integralmente, enquanto as perdas acima da média histórica geram

uma perda financeira direta para o distribuidor. No Paraguai, embora existam metas de qualidade nos contratos de concessão, não há reconhecimento explícito e diferenciado das perdas na tarifa, nem mecanismos formais que definam níveis reconhecidos de perdas técnicas ou não técnicas. As perdas, incluídas as não técnicas, são absorvidas como parte do resultado econômico, sem sinais tarifários diretos que incentivem sua redução.

Os países analisados adotam diferentes modelos de incentivos relacionados à qualidade do serviço e à gestão de perdas, predominando estruturas assimétricas baseadas em penalidades e compensações, com poucas experiências de incentivos positivos. Apenas Brasil e Colômbia operam modelos simétricos que ajustam receitas conforme o desempenho das distribuidoras. Essa diversidade de abordagens evidencia que, embora os países busquem induzir eficiência por meio de metas e penalidades, ainda há pouco espaço para testar soluções inovadoras dentro do marco tarifário tradicional. É justamente nesse ponto que ganham relevância os sandboxes regulatórios, tema da próxima seção.

4.2.9. Sandbox regulatório e experimentação tarifária

Os sandboxes regulatórios são ambientes controlados, criados para que as distribuidoras de energia possam testar soluções ou modelos de negócio inovadores com autorização do regulador. Permitem que, por um período limitado e sob supervisão direta, determinados requisitos da regulação tradicional sejam flexibilizados, possibilitando a experimentação de novas tecnologias e práticas dentro de regras específicas previamente definidas pela autoridade reguladora.

Atualmente não existe regulamentação nem experiência com sandboxes regulatórios na Bolívia, em El Salvador e no Peru. Na Guatemala tampouco há previsão na regulação, mas são possíveis experiências por conta e risco do distribuidor, de forma similar ao que ocorre no Chile, onde tampouco há um marco formal, mas se permite inovar se não afetar o serviço prestado. A Colômbia encontra-se em processo de consulta pública para estabelecer um marco formal, mediante o projeto de Resolução CREG 705 012/2026, atualmente em análise.

O Brasil é o país da América Latina que mais fez uso da experiência dos sandboxes. Atualmente, há 9 projetos regulatórios em execução, conforme a descrição a seguir:

a) Enel São Paulo – “Tarifa flex e Economize e Ganhe”: projeto piloto para consumidores residenciais.

- Tarifa flex: variação do preço conforme o horário de utilização.
- “Economize e Ganhe”: informação de períodos e eventos específicos para economizar energia e obter um desconto na fatura.
- Duração: 38 meses, autorizado em abril/2023

b) EDP São Paulo – “Minha conta com meu jeito”: projeto piloto de resposta da demanda na baixa tensão.

- Tarifa hora econômica: tarifas que variam ao longo das horas do dia.
- Tarifa Consumo Consciente: tarifa de demanda
- Tarifa Equilíbrio: tarifa de demanda e um componente fixo por mês que refletirá os serviços de atendimento ao consumidor.
- Duração: 25 meses, autorizado em abril/2023, com início da fase de campo em julho/2025.

c) Equatorial (Alagoas e Maranhão) – “Projeto minha energia”: tarifa horossazonal locacional

- Tarifas que variam conforme a hora do dia;
- Tarifas que variam ao longo dos meses do ano, com o objetivo de ajustar os preços conforme o volume de utilização do sistema de distribuição em diferentes períodos do ano.
- Duração: 31 meses, autorizado em abril/2023

d) Energisa (ESS, ETO e EPB) – “Conta Inteligente”: tarifa horária – Time Of Use (ToU), Dinâmica e Pré-pagamento

- Tarifas melhor hora, valores diferentes para o consumo ao longo do dia;
- Tarifas dinâmicas trimestrais sem impacto das bandeiras tarifárias;
- Plano pré-pago
- Duração: 44 meses, autorizado em abril/2023, com início da fase de campo em novembro/2024

e) COPEL – “Hora certa COPEL”: tarifa binômia, tarifa multipartes e fatura digital para o grupo B

- Tarifas multipartes com foco em implementar tarifas mais dinâmicas com medidores inteligentes;
- Componentes fixos de demanda e por faixa horária;
- Transição para a emissão de faturas digitais
- Duração: 26 meses, autorizado em junho de 2024.

f) COPEL – “Tarifa Mobiflex Copel”

- Tarifa mais barata durante a madrugada para quem tem veículos elétricos
- Duração: 30 meses, autorizado em junho de 2024.

g) Energisa Mato Grosso do Sul – “Projeto Fatura Fixa”

- Faturamento fixo por até 12 meses com ajustes periódicos.
- Duração: 36 meses, autorizado em junho de 2024.

h) Permissionárias do Sul – Estratégias para o mercado livre de energia

- Teste de abertura do mercado para baixa tensão
- Duração: 12 meses, autorizado em agosto/2024, com início da fase de campo em janeiro/2025.

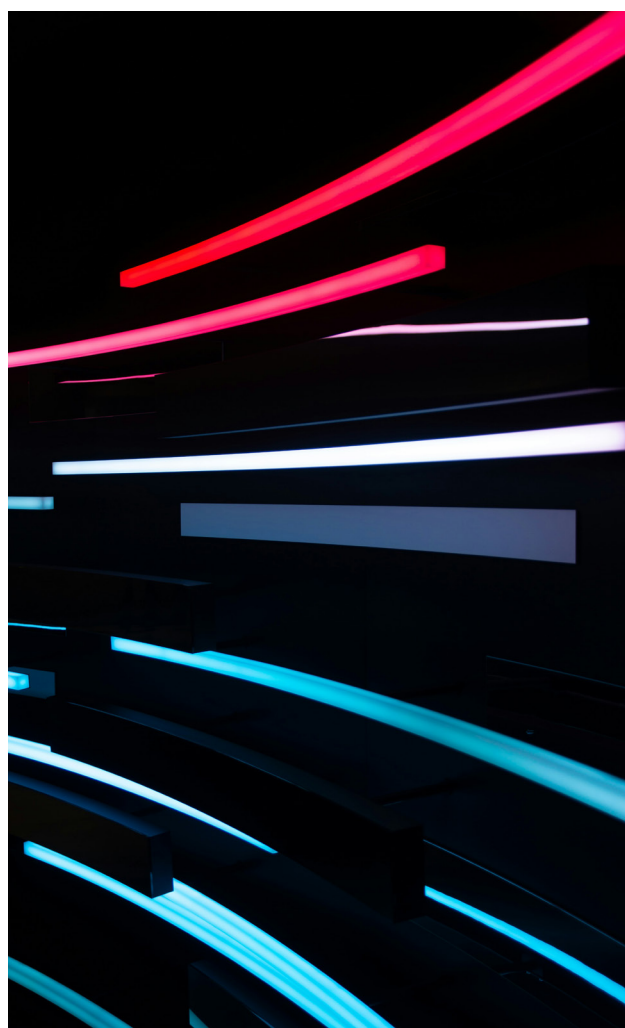
i) Light – “Light Controle”: modalidade de faturamento fixo associada a mecanismos de incentivos não tarifários

- Modelo de conta com valores fixos;
- Desconto na tarifa e cashback para moradores de áreas com maior vulnerabilidade econômica e operacional.
- Duração: 42 meses, autorizado em setembro/2024.

Tomando por base a experiência brasileira, por meio da divulgação e promoção do conhecimento realizada na ADELAT, a ADEERA (Associação de Distribuidores de Energia Elétrica da República Argentina) promoveu uma proposta para o uso de sandboxes na Argentina. No segundo semestre de 2025, a Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta S.A. (Edesa), do grupo Desa, trabalhou em conjunto com a Enresp (Entidade Regu-

ladora dos Serviços Públicos de Salta) para estruturar e implementar o modelo de sandbox regulatório. Como resultado, Salta tornou-se a primeira província argentina a institucionalizar essa ferramenta por meio de uma norma específica.

Em 30 de dezembro de 2025, a ENRESP publicou a Resolução nº 2965/25, que estabeleceu, entre outras medidas, a autorização para a implementação de sandbox regulatório, destinado a testar ferramentas técnicas e tarifárias mediante aprovação prévia do órgão regulador, além de reconhecer o investimento em redes para bairros em processo de regularização como uma necessidade prioritária, permitindo o uso do sandbox para explorar modelos alternativos aplicáveis a esse problema.



ABORDAGENS REGULATÓRIAS INTERNACIONAIS E MELHORES PRÁTICAS

As seções anteriores estabeleceram o marco conceitual da remuneração e do desenho tarifário, e caracterizaram o estado de ambos na América Latina a partir do benchmarking realizado pela ADELAT. Este capítulo examina o que a experiência internacional ensina. Seu propósito é identificar, a partir dos marcos regulatórios mais avançados, as práticas que demonstraram capacidade para reconhecer adequadamente os investimentos, enviar sinais de preço eficientes, proteger os usuários vulneráveis e sustentar a inovação, de modo que sirvam como referência para a evolução dos modelos latino-americanos. Essas práticas provêm majoritariamente de mercados com condições institucionais, níveis de investimento e trajetórias regulatórias distintos dos da região. Não constituem, portanto, modelos para serem reproduzidos automaticamente, mas pontos de referência, cuja lógica de desenho compreender deve ser compreendida para ser adaptada às realidades locais.

5.1. MODELOS DE REMUNERAÇÃO BASEADOS EM DESEMPENHO

A transformação mais profunda no contexto internacional da regulação da distribuição nas últimas duas décadas foi a transição da regulação por custo de serviço para a regulação baseada em desempenho (performance-based regulation, PBR). A mudança de fundo é de natureza conceitual: enquanto a regulação tradicional controla os insumos —quanto a empresa investe e gasta, bem como com que rentabilidade esses custos lhe são reconhecidos, a regulação por desempenho desloca o eixo para os resultados —que produtos e resultados a distribuidora entrega aos usuários e ao sistema— e vincula sua remuneração à qualidade desse desempenho. A empresa deixa de ser retribuída por acumular ativos e passa a sê-lo por cumprir objetivos de serviço, eficiência e inovação. Sua expressão mais completa e madura é o marco RIIO do regulador britânico, cujo acrônimo sintetiza a fórmula: as receitas resultam da combinação de incentivos, inovação e produtos (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs).





Fig. 6. Funcionamento do marco RIIO.

Mais que um modelo único, a regulação por desempenho deve ser entendida como um conjunto de componentes que podem ser adotados em diferentes combinações e que, longe de substituir a regulação por custo de serviço, a complementam. O marco RIIO articula vários desses blocos. Em seu núcleo opera um controle de receitas plurianual que fixa uma trajetória de receitas permitidas para um período prolongado, dotando a empresa de um horizonte estável de planejamento. Sobre ele, define-se um conjunto de produtos (outputs) que a distribuidora se compromete a entregar —confiabilidade e qualidade do fornecimento, satisfação do cliente, conexões, desempenho ambiental, segurança, cujo cumprimento é premiado ou penalizado mediante incentivos financeiros e reputacionais. A alocação de despesa estabelece-se sobre uma base de despesa total (TOTEX), de modo que a empresa escolha livremente a combinação mais eficiente entre investimento e operação, sendo que os desvios em relação a essa base —economias ou sobrecustos— são repartidos entre a empresa e os usuários por meio de um fator de repartição (sharing factor) que preserva o incentivo à eficiência sem transferir todo o risco a uma só parte. A isso soma-se um incentivo ao plano de negócios, que recompensa as distribuidoras cujos pla-

nos representam um valor superior e aportam informação útil ao regulador para fixar o controle de preços, bem como a exigência de um envolvimento dos atores e consumidores na elaboração desses planos. Por fim, mecanismos de ajuste por incerteza (uncertainty mechanisms ou re-openers) permitem revisar parâmetros diante de mudanças de custos ou circunstâncias imprevisíveis, evitando que o caráter plurianual do controle se traduza em rigidez frente ao inesperado (Ashurst, 2025).

Dois parâmetros ilustram como o sistema é calibrado na prática. Por um lado, a taxa de retorno reconhecida é fixada em níveis coerentes com o risco efetivo do negócio —da ordem de 5,5% a 6% para as redes, refletindo a lógica de alinhar a remuneração do capital ao risco regulatório. Por outro, o sistema incorpora um desafio de eficiência contínua, da ordem de 1% ao ano sobre a base de despesa total, que transfere à tarifa as melhorias de produtividade esperadas. A combinação desses elementos produz um esquema em que a empresa pode obter maiores receitas se superar seus objetivos de desempenho e entregar seus produtos de maneira mais eficiente, perdendo-as caso não o faça. Essa abordagem não é exclusiva do Reino Unido: nos Estados Unidos, numerosas jurisdições

ampliaram o uso da regulação por incentivos, incorporando métricas e indicadores de desempenho (performance incentive mechanisms) que recompensam a satisfação do cliente, facilitam a transformação para um sistema mais limpo e distribuído, além de priorizar crescentemente a remuneração nos resultados e não nos insumos (Joskow, 2024).

A virtude principal da regulação por desempenho é que alinha os interesses da distribuidora aos objetivos públicos que a transição energética tornou prioritários: a qualidade do serviço, a integração de recursos distribuídos, a resiliência e a inovação deixam de ser encargos ou obrigações para converter-se em fontes de receita. Ao centrar-se nos resultados, essa abordagem neutraliza, ainda, o viés para o capital e abre espaço para soluções não convencionais. Mas sua adoção requer uma capacidade regulatória robusta para definir produtos mensuráveis, fixar metas realistas e processar grandes volumes de informação de desempenho; uma governança transparente que dê legitimidade à fixação de objetivos; e um cuidado especial no desenho para evitar comportamentos oportunistas ou a manipulação dos indicadores. A experiência britânica mostra que a calibração de parâmetros sensíveis — em particular a taxa de retorno — é objeto de intenso escrutínio e de apelações por parte das empresas, o que remete à importância das instâncias técnicas independentes que se analisa na Seção 5.6.

Para a América Latina, a regulação por desempenho oferece um marco de referência especialmente pertinente. Os desenhos de empresa modelo eficiente predominantes na região já incorporam um forte incentivo à eficiência de custos, mas o fazem a partir de uma lógica centrada nos insumos e, como mostrou o benchmarking, convivem com mecanismos de incentivos de qualidade majoritariamente assimétricos —que penalizam o descumprimento, mas não premiam o desempenho superior. A regulação por desempenho não exige substituir totalmente

os modelos vigentes, mas permite incorporar de maneira gradual seus blocos constitutivos: incentivos simétricos de qualidade e perdas, produtos mensuráveis vinculados à integração de recursos distribuídos, fatores de repartição que equilibrem risco e incentivo, além de envolvimento dos usuários no planejamento. Adotados de forma seletiva e adaptada à capacidade institucional de cada país, esses componentes oferecem uma via para que a remuneração da distribuição latino-americana evolua da contenção de custos para a entrega dos resultados que a transição energética demanda.

5.2. RECONHECIMENTO DE INVESTIMENTOS, INOVAÇÃO E ATIVOS NÃO CONVENCIONAIS

O desafio que as distribuidoras que participaram do benchmarking ADELAT identificaram com maior clareza —que os marcos vigentes reconhecem com dificuldade os investimentos em digitalização, armazenamento e recursos distribuídos, que tendem a favorecer a solução em ativos físicos sobre a solução operacional— foi objeto, no plano internacional, de um conjunto de respostas regulatórias. Essas respostas compartilham um mesmo propósito: neutralizar o viés para o capital, valorar adequadamente as soluções não convencionais e criar vias para financiar a inovação. De seu exame depreendem-se quatro linhas de boa prática relevantes para a região.

A primeira e a mais consolidada, é a adoção da abordagem TOTEX, cuja expressão mais desenvolvida é o marco RIIO do regulador britânico (Ofgem). Em vez de fixar rubricas separadas de despesa de capital e de operação —cada uma com seu próprio tratamento e incentivo, o RIIO estabelece uma alocação única de despesa total sobre a qual a empresa obtém rentabilidade, deixando que a própria distribuidora escolha a combinação mais eficiente entre investir e operar. O efeito sobre a inovação é direto: ao desaparecer a vantagem contábil do ativo físico, so-

luções antes preteridas passam a competir em igualdade de condições. A abordagem completa-se com um mecanismo de repartição (totex incentive mechanism) que distribui entre a empresa e os usuários os desvios em relação à despesa prevista, preservando o incentivo à eficiência. A Itália oferece uma variante recente de interesse —a abordagem ROSS— que combina objetivos de despesa total prospectiva com proporções fixas entre operação e capital, buscando capturar as vantagens do TOTEX sem renunciar por completo à previsibilidade das rubricas (Jenkins et al., 2024). O comum a esses desenhos é que substituem o controle do input —quanto se investe e em quê— pelo controle do output —que resultados se entregam, deixando à empresa a liberdade e a responsabilidade de escolher os meios.

A segunda linha consiste em valorar as soluções não associadas à rede (non-network ou non-wire solutions) como alternativas à expansão física. A flexibilidade da demanda e o armazenamento podem recortar a ponta e diferir ou evitar reforços custosos de rede, transferindo o investimento para um futuro em que o capital é mais barato e a incerteza menor. Para que essa opção se materialize, os marcos avançados habilitaram a contratação de serviços de flexibilidade por parte das distribuidoras e começaram a desenvolver mercados locais de flexibilidade, uma prática que as instituições europeias recomendam como solução de economia de custos e complemento natural da abordagem de despesa total. A chave regulatória é que o marco trate a flexibilidade contratada e o armazenamento não como despesas a minimizar, mas como alternativas avaliáveis frente ao investimento tradicional, de modo que a distribuidora não perca receita por escolher a opção mais eficiente.

A terceira linha é o reconhecimento explícito da inovação mediante mecanismos dedicados de financiamento, separados do processo ordinário de remuneração. A experiência britânica volta a ser ilustrativa: junto ao mar-

co geral, a Ofgem manteve instrumentos específicos de financiamento da inovação que permitem às redes ensaiar tecnologias e abordagens cujo retorno é incerto, sem comprometer por isso sua alocação regular. Esse reconhecimento pode articular-se como um fundo, como uma alocação adicional condicionada a resultados ou como um incentivo reputacional e financeiro ligado à entrega de produtos (output delivery incentives). A lógica de fundo é que a inovação tem um perfil de risco distinto do investimento convencional e que, se submetida aos mesmos critérios de prudência e eficiência *ex post*, simplesmente não ocorre; daí a conveniência de dotá-la de um espaço regulatório próprio.

A quarta linha aborda diretamente os ativos não convencionais —software, sistemas de gestão de dados, plataformas de controle de recursos distribuídos (DERMS), sensores e capacidades digitais— cuja natureza não se encaixa nas categorias da infraestrutura física. A prática internacional resolve essa tensão, novamente, deslocando o eixo do reconhecimento da categoria do ativo para o resultado que ele produz: se um investimento digital permite cumprir melhor os produtos exigidos —qualidade, capacidade de integração de recursos distribuídos, resiliência, é remunerado por essa contribuição, independentemente de tratar-se de um ativo tangível ou intangível. Programas de transformação do modelo de distribuição como o de Nova York avançaram nessa direção, concebendo a distribuidora como uma plataforma que integra recursos distribuídos e reconhecendo os investimentos em inteligência de rede e gestão da flexibilidade como parte central de sua função, não como um acréscimo marginal.

Para a América Latina, onde predominam os desenhos de empresa modelo eficiente e a separação estrita entre capital e operação, essas práticas apontam uma agenda de evolução gradual. Não se trata de migrar para um TOTEX pleno, mas de neutralizar o viés para o capital —de modo que as so-

luções operacionais e de flexibilidade não sejam penalizadas frente ao investimento físico, de criar vias explícitas de reconhecimento para os ativos digitais, o armazenamento e os investimentos relacionados a recursos distribuídos que hoje ficam em um vazio regulatório, de habilitar a contratação de flexibilidade como alternativa avaliável à expansão de rede e de dotar a inovação de um espaço de financiamento próprio.

5.3. DESENHO TARIFÁRIO MODERNO: TARIFAS DIFERENCIADAS E ENCARGOS POR CAPACIDADE

A prática internacional avançou para tarifas que refletem com maior fidelidade o custo que cada usuário impõe ao sistema e que enviam sinais capazes de orientar seu comportamento. Duas famílias de instrumentos concentram essa evolução —as tarifas diferenciadas no tempo e os encargos por capacidade, seu desdobramento oferece à região um conjunto de lições que vão muito além da simples existência do sinal.

A primeira família corresponde a um espec-

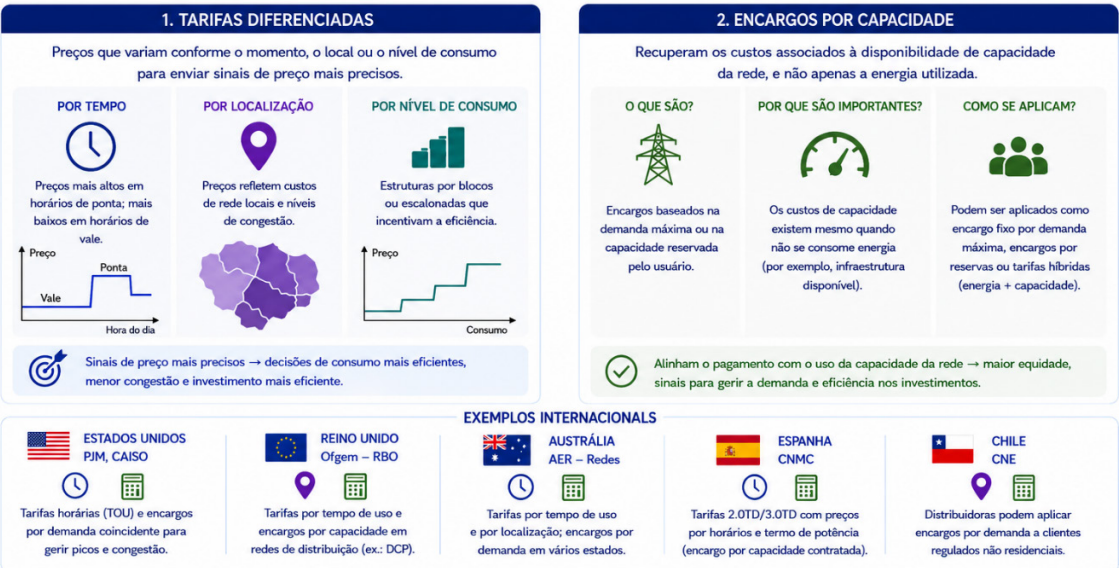


Fig. 7. Tarifas diferenciadas e encargos por capacidade: exemplos internacionais

tro de sofisticação crescente. Em sua forma mais simples, as tarifas por horário de uso (time-of-use) fixam preços distintos para blocos horários predefinidos —ponta, vale e, às vezes, intermediário; em um patamar superior, a tarifação de ponta crítica (critical peak pricing) encarece de forma pronunciada um número limitado de horas críticas anunciadas com antecedência; e em sua expressão mais avançada, a tarifação dinâmica ou em tempo real transfere ao usuário a variação efetiva do preço atacadista hora a hora. A evidência internacional sobre sua efetividade é robusta, com nuances. A tarifa Tempo francesa, um modelo de ponta crítica em operação desde a década de 1990, reduziu a ponta nacional em torno de 4%, com deslocamentos da ordem de 6 GW de carga diária; e os ensaios da Hydro-Québec no Canadá mostraram reduções médias próximas de 6% nos eventos de ponta crítica. Ao mesmo tempo, a pesquisa adverte que as tarifas por horário de uso e de ponta crítica capturam apenas uma fração modesta —em torno de 10%— dos ganhos de eficiência que a tarifação em tempo real alcançaria; mas a evidência também ressalta que a maior parte do benefício já se obtém com um esquema simples de apenas dois blocos, o que torna a tarifa por horário de uso a opção mais razoável por sua relação entre eficiência, simplicidade e viabilidade. A União Europeia levou essa orientação ao plano normativo: seu Pacote de Energia Limpa consagra o direito de todo cliente final a contratar um preço dinâmico de eletricidade com seu comercializador.

Um aprendizado central é que o modo de adoção condiciona o resultado tanto quanto o desenho do preço. Os mecanismos voluntários (opt-in) tendem a alcançar taxas de participação baixas e a atrair sobretudo usuários que já se beneficiam da mudança, enquanto os mecanismos por padrão (opt-out) —nos quais o usuário fica inscrito na tarifa diferenciada salvo que decida o contrário— alcançam coberturas muito maiores e, com elas, um impacto sistêmico significativo. Por isso a boa prática combina a tarifa

diferenciada por padrão com salvaguardas para os usuários com menor capacidade de resposta: períodos de transição, comparadores de fatura, mecanismos de proteção para lares vulneráveis e a possibilidade de optar por uma tarifa plana. A sofisticação do sinal, em suma, deve ser acompanhada de um desenho cuidadoso da transição para não penalizar quem não pode deslocar seu consumo.

A segunda família de instrumentos aborda uma limitação estrutural das tarifas puramente volumétricas: o custo da rede é determinado, em boa medida, pela capacidade que deve estar disponível nos momentos de máxima demanda e não pela energia total consumida. A Austrália constitui a referência mais desenvolvida na introdução de encargos por demanda ou capacidade no segmento residencial. Ali, as Regras Nacionais de Eletricidade obrigam as distribuidoras a aproximar gradualmente suas tarifas do custo real de servir cada cliente, o regulador (AER) fez da reforma tarifária de redes uma iniciativa estratégica. As distribuidoras da área metropolitana de Sydney —Ausgrid e Endeavour Energy— avançaram em encargos por demanda que cobram do usuário por sua potência máxima registrada, incluindo desenhos do tipo ratchet que escalam o encargo cada vez que a residência atinge um novo máximo, com o propósito de incentivar a moderação da demanda e aliviar a pressão sobre a rede. A literatura destaca que os encargos por demanda são a forma mais cost-reflectiva de recuperar os custos de rede, mas também que seu desenho deve atender considerações de equidade e de compreensão por parte do usuário e que, sua efetividade depende de medir a demanda em coincidência com a ponta do sistema e não simplesmente a ponta individual da residência.

A fronteira do desenho tarifário já aponta para a diferenciação locacional e prospectiva. Mecanismos como a tarifação marginal locacional na distribuição (distribution locational marginal pricing) expõem os usuários

ao custo real de entrega de energia conforme o estado da rede em sua localização, antecipando um futuro em que a congestão provocada pelos recursos distribuídos exigirá sinais granulares e até bidirecionais que cobrem dos usuários responsáveis pelos custos em cada ponto. A diferenciação locacional dos encargos de rede é ainda pouco frequente —mesmo na União Europeia, mas a agência europeia de reguladores (ACER) recomendou avaliar a incorporação de modelos de custo incremental ou prospectivo no horizonte próximo e organismos especializados promovem o conceito de “tarifas de rede inteligentes” que combinam sinais temporais, de capacidade e locacionais. Esses desenvolvimentos marcam a direção de longo prazo, mesmo que sua implementação em larga escala siga sendo incipiente (ACER, 2023).

Subjaz a todo esse leque uma condição habilitante inevitável: nenhum desses sinais é viável sem medição avançada. A lentidão no desdobramento de medidores inteligentes foi um dos principais freios à difusão das tarifas dinâmicas, mesmo na Europa. Daí que a experiência internacional sugira para a América Latina uma sequência ordenada em vez de um salto: consolidar primeiro a infraestrutura de medição, introduzir depois tarifas por horário de uso —preferencialmente por padrão e com proteções de transição, incorporar encargos por capacidade onde a eletrificação e os recursos distribuídos tornam mais valioso o sinal de potência, reservar os desenhos dinâmicos e locacionais para uma fase posterior, idealmente ensaiada em ambientes controlados antes de sua generalização. É um roteiro que permite capturar cedo a maior parte dos benefícios sem assumir de uma vez a complexidade e os riscos de equidade dos desenhos mais avançados.

5.4. FOCALIZAÇÃO DE SUBSÍDIOS E PROTEÇÃO A USUÁRIOS VULNERÁVEIS

A experiência internacional em focalização de subsídios elétricos converge em torno de uma ideia: separar a proteção social do desenho da tarifa. Frente aos mecanismos que subsidiam o preço do quilowatt-hora —distorcendo o sinal de consumo e transferindo a carga aos usuários não subsidiados ou à distribuidora, as melhores práticas transferem o apoio para fora da fatura, para instrumentos que protegem a capacidade de pagamento da residência sem alterar o preço que ele percebe. Dessa abordagem geral depreendem-se quatro lições concretas que oferecem um roteiro para a região.

A primeira é que focalizar exige medir. As jurisdições mais avançadas construíram primeiro uma definição de vulnerabilidade energética e os indicadores para identificá-la. O Reino Unido evoluiu de um limiar simples —a residência que devia destinar mais de 10% de sua renda à energia— para um indicador combinado que pondera simultaneamente o gasto energético, a distância da renda em relação à linha de pobreza e a eficiência energética da moradia, de modo que só se classifica como vulnerável quem efetivamente o é (Office for National Statistics, 2023). A União Europeia desenvolveu observatórios e indicadores comuns para identificar os consumidores vulneráveis através dos Estados membros. A lição é que a focalização por condição real da residência só é viável ao se apoiar em uma métrica objetiva de vulnerabilidade e na informação para aplicá-la; sem ela, qualquer modelo termina recorrendo a aproximações grosseiras como o estrato ou o consumo.

A segunda lição é, a mais transversal, é desacoplar o subsídio da tarifa mediante transferências monetárias ou bônus dirigidos às residências. O Marco de Avaliação da Reforma de Subsídios Energéticos (ES-RAF) do Banco Mundial sintetiza o consen-

so internacional: as medidas direcionadoras de proteção aos pobres devem reconhecer as disjuntivas entre cobertura, generosidade e economia fiscal, além de apoiar-se preferencialmente em programas sociais e registros de beneficiários preexistentes. A virtude dessa abordagem é dupla: preserva intacto o sinal de preço —a residência continua percebendo o custo real da energia e conserva o incentivo a consumir de forma eficiente— e transfere o financiamento ao orçamento público focalizado, liberando a tarifa de uma função redistributiva para a qual é um instrumento imperfeito. Experiências de reforma acompanhadas de transferências monetárias focalizadas mostram, ademais, efeitos colaterais positivos sobre as taxas de arrecadação e a eficiência do gasto (Banco Mundial, 2017).

A terceira lição é aportada pelos instrumentos concretos que já operam na Europa, que ilustram diferentes graus de desacoplamento. O bônus social espanhol (Real Decreto 897/2017) define categorias graduadas de vulnerabilidade —vulnerável, vulnerável severo e em risco de exclusão social— com critérios legais precisos, aplicando um desconto limitado a um teto de consumo sobre os componentes de energia e de potência; segue operando dentro da fatura, mas com direcionamento pela condição da residência. O chèque énergie francês representa o desacoplamento pleno: em 2017 a França substituiu as tarifas sociais de gás e eletricidade por um bônus atribuído a partir da informação tributária e de renda, independente da fonte de energia utilizada, que chega diretamente ao lar sem contaminar o sinal de preço nem discriminar entre energéticos. O Warm Home Discount britânico, por sua vez, oferece um desconto na fatura elétrica mediante o recebimento de prestações sociais sujeitas a comprovação de meios (means-tested benefits), apoiando-se na infraestrutura do sistema de proteção social para identificar os beneficiários (House of Commons Library, 2025). Esses três desenhos compartilham um mesmo princípio norteador: a elegibilidade é determinada

pela condição real da residência, verificada contra registros sociais ou tributários.

A quarta lição é que a proteção ao usuário vulnerável transcende o preço e abrange a continuidade do fornecimento. A normativa europeia obriga os Estados membros a proteger os consumidores vulneráveis frente à desconexão, o recente Pacote de Energia para a Cidadania reforça esses objetivos junto com a redução da fatura e o combate à pobreza energética. As salvaguardas frente ao corte, a proteção reforçada em períodos críticos e o atendimento prioritário configuram uma arquitetura de proteção que combina a dimensão econômica com a garantia de serviço para quem depende criticamente dele, o que se conecta com o tratamento dos clientes eletrodependentes.

Em conjunto, essas práticas traçam para a América Latina uma transição articulada em três movimentos: apoiar-se em registros sociais para identificar as residências vulneráveis por sua condição real; desacoplar o subsídio da tarifa, substituindo os subsídios cruzados e as reduções de preço por transferências ou bônus focalizados; e garantir mecanismos de financiamento e reembolso oportunos e previsíveis que não transfiram o risco de inadimplência à distribuidora. É, no essencial, a direção que as próprias distribuidoras da região anteciparam ao propor a migração para um subsídio baseado na condição socioeconômica real da residência.

5.5. MECANISMOS DE EXPERIMENTAÇÃO REGULATÓRIA (SANDBOXES)

Modificar a regulação para acomodar cada inovação é um processo lento, custoso e arriscado: o regulador deve legislar sobre tecnologias e modelos de negócio cujo comportamento real ainda desconhece, o que gera um dilema entre frear a inovação à espera de certezas ou habilitá-la de forma generalizada antes de compreender seus efeitos. O sandbox regulatório —ou ambien-

te controlado de testes— surgiu como uma resposta a esse dilema e constitui hoje uma das práticas internacionais mais relevantes para experimentar novos desenhos tarifários sem comprometer a estabilidade do marco geral.

A experiência internacional oferece vários referentes. O Reino Unido foi pioneiro ao lançar, por meio de seu regulador de energia (Ofgem), o Innovation Link e o Energy Regulation Sandbox a partir de 2016, um modelo que permite realizar ensaios em um ambiente energético real —envolvendo consumidores ou interagindo com as regras de mercado e o sistema físico— mediante orientação específica e isenções temporárias de regras concretas. Os Países Baixos avançaram em uma direção pertinente para o desenho tarifário: seu decreto de “Experimentos de Produção Elétrica Descentralizada e Sustentável”, em vigor desde 2015, habilitou associações de moradores e cooperativas energéticas a desenvolver projetos proibidos pela regulação vigente, permitindo-lhes organizar o fornecimento entre pares e fixar suas próprias tarifas dentro do ambiente controlado (Florence School of Regulation, 2020). A esses casos somam-se os sandboxes da Autoridade do Mercado Energético de Singapura—concebido para incorporar novas tecnologias e modelos de negócio com flexibilidade regulatória— e os esquemas da Áustria, França, Itália, Austrália e Estados Unidos, que já conformam um corpo internacional de experiência documentada, incluindo aplicações vinculadas a tarifas de distribuição dinâmicas combinadas com o intercâmbio local de energia.

Dessa experiência, a literatura destilou um conjunto de princípios que distinguem os sandboxes efetivos. O primeiro é a delimitação clara do alcance: o teste deve ser limitado em tempo, escala e número de participantes, com critérios de entrada e saída definidos e com salvaguardas que protejam os consumidores envolvidos, de modo que o experimento seja reversível e seus riscos, contidos. O segundo é a capacidade de

aprendizado regulatório: o valor do sandbox não reside no ensaio em si, mas na informação que gera, razão pela qual seu desenho deve prever mecanismos de monitoramento, avaliação e retroalimentação para o processo normativo. O terceiro é o caráter intersetorial: muitas inovações energéticas relevantes —vinculadas a dados, telecomunicações ou serviços financeiros— cruzam as fronteiras do setor elétrico, os sandboxes mais úteis permitem essa transversalidade. O quarto, especialmente ressaltado para as economias em desenvolvimento, é a adaptação ao contexto: o desenho deve atender os riscos e prioridades específicas de cada jurisdição —eletrificação, atração de investimento privado, capacidade institucional do regulador— em vez de transplantar mecanicamente modelos de mercados maduros. Organismos como o Banco Mundial e a CEPAL produziram guias práticos sobre como construir sandboxes regulatórios, reflexo do crescente interesse por essa ferramenta como via para incorporar recursos energéticos distribuídos, mobilizar investimento e promover a inovação sem desestabilizar o marco regulatório (Banco Mundial, 2020) (CEPAL, 2024).

Para a América Latina, o sandbox representa uma das lacunas mais nítidas que o Benchmarking realizado pela ADELAT evidenciou. Essa situação é paradoxal, porque é justamente a região que enfrenta uma agenda mais carregada de inovações a habilitar —tarifas horárias, sinais de capacidade, integração de geração distribuída e armazenamento, esquemas de pré-pagamento— e a que mais se beneficiaria de um mecanismo que permita testá-las de maneira limitada antes de comprometer reformas de grande escala. A lição da experiência internacional é que o sandbox oferece aos reguladores latino-americanos uma via pragmática para reduzir o risco da reforma tarifária: em vez de escolher entre a paralisia e o salto no escuro, permite aprender fazendo, gerando evidência local sobre como os novos desenhos se comportam nas condições particulares de cada sistema antes de elevá-los a norma geral.

5.6. ESTABILIDADE E INDEPENDÊNCIA INSTITUCIONAL DO MARCO TARIFÁRIO

As dimensões técnicas do desenho remuneratório —o modelo de remuneração, a valoração de ativos, os sinais de preço ou os incentivos— só produzem os resultados esperados se repousarem sobre um marco institucional crível e estável. A regulação tarifária opera, em última instância, como um contrato implícito de longo prazo entre o Estado, a distribuidora e os usuários: a empresa compromete investimentos cuja recuperação se estende por décadas, confiando em que as regras com que esse capital será remunerado se manterão no tempo. Quando essa confiança se desgasta —porque as tarifas são usadas como instrumento de política conjuntural, porque as decisões técnicas ficam subordinadas ao ciclo político ou porque as metodologias mudam de forma imprevisível, o efeito não é neutro: o risco regulatório e político incorpora-se diretamente como um prêmio no custo de capital, encarecendo o financiamento da rede e, nos casos extremos, freando o investimento que a transição energética exige. A estabilidade e a independência institucional não são, portanto, um complemento acessório do desenho tarifário, mas uma de suas condições habilitantes fundamentais e uma das que a própria região identificou como prioritária.

A prática internacional consolidou um corpo de princípios sobre a governança dos reguladores que oferece uma referência clara. A OCDE sistematizou esses princípios em torno da independência das agências reguladoras, identificando cinco dimensões que determinam a independência efetiva de um regulador: a clareza de seu papel, a transparência e prestação de contas, a independência financeira, a independência de sua liderança e uma cultura institucional em seu pessoal. A elas associam-se sete princípios de boa prática que abrangem a prevenção da influência indevida, a estrutura do órgão decisor, a prestação de contas, o relacio-

namento com os atores, o financiamento estável e a avaliação de desempenho. O propósito de fundo desse arcabouço é que as decisões regulatórias sejam percebidas como objetivas e imparciais, que se previna a tomada de decisões motivada politicamente e que se sinalize um compromisso com objetivos de longo prazo que transcendem os ciclos eleitorais. Não é casual que, nos países da OCDE, 87% dos reguladores de energia tenham estatuto independente, nem que os setores de energia e telecomunicações exibam os arranjos de governança mais sólidos: a natureza intensiva em capital e de longo horizonte dessas indústrias torna a credibilidade regulatória especialmente valiosa (OCDE, 2014, 2016).

O modelo europeu oferece a expressão normativa mais exigente desses princípios. A Diretiva (UE) 2019/944 obriga os Estados membros a garantir a independência das autoridades reguladoras nacionais, que devem constituir uma entidade jurídica própria, dispor de autonomia orçamentária e de recursos suficientes, além de não receber instruções diretas do governo nem de nenhum interesse de mercado no exercício de suas funções regulatórias. Essa blindagem da competência metodológica é significativa, porque transfere a decisão tarifária da arena política para um órgão técnico cuja legitimidade repousa em sua competência e na transparência de seus procedimentos e não em sua sintonia com a conjuntura.

Junto com a independência, a experiência internacional mostra que a estabilidade do marco depende de mecanismos concretos que confirmam credibilidade ao compromisso regulatório e, ao mesmo tempo, ofereçam vias ordenadas para corrigir erros. O problema de fundo é a inconsistência temporal: uma vez realizado o investimento na rede, o regulador ou o poder político enfrentam a tentação de reduzir as tarifas abaixo do nível que induziu esse investimento, capturando um benefício de curto prazo à custa do investimento futuro. A forma de neutralizar essa tentação é construir compromissos

críveis. A existência de uma base regulatória de ativos protegida, com metodologias de remuneração previsíveis e regras de indexação explícitas, funciona como um contrato de longo prazo que reduz o risco percebido e, com ele, o custo de capital. A isso soma-se, nos marcos mais maduros, a existência de instâncias de apelação independentes. O caso britânico é ilustrativo: as decisões de controle de preços do regulador (Ofgem) sob o marco RIIO podem ser apeladas pelas empresas perante a autoridade de concorrência (Competition and Markets Authority). Esse mecanismo reforça a estabilidade do sistema: submete as decisões a um escrutínio técnico, limita a discricionariedade e confere aos investidores a garantia de que existe um recurso ordenado e previsível diante de eventuais erros, em vez da incerteza da judicialização ou da pressão política.

Para a América Latina, esses princípios encerram lições particularmente pertinentes, pois é precisamente na dimensão institucional que a região exibe suas maiores lacunas. As avaliações internacionais de governança regulatória do setor elétrico em países em desenvolvimento —como o Índice Global de Regulação Elétrica (GERI) do Banco Mundial— documentaram que a falta de independência regulatória é uma deficiência transversal a quase todos os países avaliados, com pontuações especialmente baixas na independência em relação aos atores do setor, na independência financeira e com uma ausência de marcos que garantam a renovação escalonada dos órgãos diretivos —um mecanismo para isolar o regulador do ciclo político (Banco Mundial, 2022). Essa lacuna traduz-se em maior risco regulatório, em um custo de capital mais alto e, em definitivo, em tarifas mais elevadas ou em investimento insuficiente. O benchmarking realizado pela ADELAT identificou essa preocupação entre as prioridades de reforma expressas pelas distribuidoras da região, que apontaram a necessidade de blindar o modelo tarifário frente a seu uso político e até de criar instâncias técnicas independentes para dirimir as controvérsias entre as distribuidoras

e o regulador. A boa prática internacional sugere que avançar nessa direção requer atuar simultaneamente sobre as cinco dimensões da independência efetiva: dotar o regulador de autonomia financeira e de gestão, estabelecer mandatos fixos e escalonados que o isolem do calendário eleitoral, reservar à sua competência a competência metodológica, garantir a transparência e a prestação de contas como contrapeso dessa autonomia e dispor de instâncias de apelação ou arbitragem técnica que ofereçam previsibilidade sem sacrificar a possibilidade de corrigir erros. Essas condições, mais do que qualquer refinamento pontual do desenho tarifário, são as que determinam se o marco remuneratório poderá sustentar no tempo os investimentos que a transição energética demanda da distribuição elétrica.



Ao longo deste documento sustentou-se que o modelo de remuneração e o desenho tarifário constituem o núcleo econômico da distribuição elétrica, de sua estrutura depende que o setor possa investir, modernizar-se e sustentar um serviço suficiente e equitativo em meio à transição energética. As conclusões a seguir identificam padrões compartilhados e pontos em que a transição energética tensiona de maneira recorrente os modelos vigentes na América Latina.

A primeira conclusão é que, sob a diversidade de rótulos, a região compartilha uma pergunta de fundo: quem assume o risco de que os custos reais se afastem dos reconhecidos. O preço-teto articulado em torno do Valor Agregado de Distribuição, calculado sobre uma empresa modelo eficiente e com ativos valorados a custo de reposição, é o paradigma claramente predominante, com a Colômbia deslocada para a receita máxima e os sistemas de empresa pública (Costa Rica, Equador, Paraguai) para o serviço pelo custo. Essa convergência significa que os desafios também tendem a ser comuns e que as soluções ensaiadas em um país são, com as devidas adaptações, relevantes para os demais.

A segunda conclusão é, a mais impactante para a transição, é que os marcos vigentes reconhecem os investimentos de maneira tardia, parcial e enviesada. A separação estrita entre CAPEX e OPEX inclina a balança para o ativo físico e penaliza as soluções operacionais e de flexibilidade, precisamente as que a transição torna mais eficientes. A isso soma-se que, nos esquemas de empresa modelo mais rígidos, o investimento não antecipado pelo modelo não é remunerado até a revisão seguinte, com a consequente perda do valor do dinheiro no tempo que as próprias distribuidoras destacam; e que os

ativos não convencionais —digitalização, automação, armazenamento, recursos distribuídos— só encontram espaço restrito e caso a caso, porque a maioria dos marcos valora um ativo por sua categoria e não pela função que cumpre. A atualização anual da base que a Colômbia pratica mostra que o problema do reconhecimento diferido tem solução dentro do próprio paradigma regional.

A terceira conclusão é que, de maneira predominante, a regulação pune, mas não incentiva. Os modelos de qualidade e perdas são majoritariamente assimétricos: penalizam o descumprimento mediante sanções ou compensações ao usuário, mas não retribuem o desempenho superior. Apenas Colômbia e Brasil aplicam esquemas simétricos —o ajuste da receita por SAIDI/SAIFI na Colômbia, o componente de qualidade do Fator X brasileiro, que move as receitas entre -2% e +2%— e a resiliência e a digitalização, objetivos urgentes do novo paradigma, carecem quase por completo de sinal econômico. A eficiência que o modelo de fato premia é a estática que já traz incorporada, não a dinâmica que a transição demanda.

A quarta conclusão refere-se ao desenho tarifário: os sinais de preço são fracos e pouco diferenciados. Quase toda a região emprega uma estrutura de encargo fixo mais encargo variável, mas com um forte predomínio volumétrico; o encargo por potência para usuários residenciais é praticamente inexistente —o Chile o aplica de forma indireta, via fatores de carga; o restante o reserva a médias e grandes demandas— e a diferenciação horária residencial é marginal, com Brasil (Tarifa Branca) e Peru como exceções, enquanto a Colômbia mantém tarifa plana para o usuário regulado. A transparência do pedágio de distribuição na fatura é igualmente desi-

qual: explícita no Brasil, na Colômbia e em El Salvador, integrada e invisível no Chile, na Guatemala e na Argentina para o pequeno usuário. O resultado é que a tarifa raramente comunica ao usuário o custo real que seu consumo impõe à rede.

A quinta conclusão é que os subsídios estão deficientemente focalizados e são canalizados por meio da tarifa. Convivem quatro arquétipos de financiamento —subsídio cruzado, misto, fundo setorial e orçamento estatal, mas todos compartilham uma mesma fragilidade: a alocação baseia-se no estrato do imóvel (Colômbia) ou no nível de consumo (Peru, Bolívia, Guatemala, Brasil), em vez da condição socioeconômica real da residência, gerando erros de inclusão e exclusão. Além disso, vários modelos transferem à distribuidora o risco de inadimplência quando os reembolsos estatais atrasam. O peso do problema é considerável: no Brasil os subsídios representam em média cerca de 20% da tarifa residencial, uma magnitude que motivou o teto à CDE introduzido em 2025.

A sexta conclusão refere-se à existência de lacunas de proteção e inovação. A proteção aos clientes eletrodependentes é robusta apenas no Chile e na Argentina —que combinam benefício econômico, não corte e respaldo técnico, enquanto no restante limita-se à não suspensão do serviço ou não existe regulação específica. O pré-pagamento tem base regulatória na maioria dos países, mas sua adoção é marginal, freada pelo custo dos medidores e pela baixa viabilidade econômica. E a experimentação regulatória é quase inexistente: Brasil e Salta (Argentina) são os únicos lugares com sandboxes tarifários formais e operativos, a Colômbia avança em sua regulamentação, o restante carece de um mecanismo formal para testar novos desenhos.

A sétima conclusão é transversal: a suficiência da remuneração depende menos da taxa de retorno do que da estabilidade e previsibilidade das regras. O Benchmarking

mostra taxas que, lidas sobre uma mesma base, são heterogêneas e respondem a um princípio de coerência taxa-risco que alguns marcos aplicam ativamente. Mas uma taxa bem fixada se dilui se os investimentos são reconhecidos tardiamente, se as tarifas são congeladas por razões políticas ou se as metodologias mudam de forma imprevista. A estabilidade institucional é, por isso, a condição habilitante de todo o restante.

Uma conclusão final, de caráter propositivo: o Brasil emerge de forma consistente como o referente regional de inovação tarifária — único país que combina tarifa horária residencial, sandboxes operativos, incentivos simétricos de qualidade e separação regulatória explícita de componentes, o que sugere que várias das práticas que a região discute já têm um banco de provas dentro da América Latina e não apenas em mercados distantes.



O modelo de remuneração e o regime tarifário constituem o núcleo econômico da distribuição elétrica

6.1. RECOMENDAÇÕES REGULATÓRIAS

As recomendações a seguir organizam-se em seis eixos e distinguem o estrutural — o modelo de remuneração— do tarifário —o desenho do sinal de preço, sem perder de vista que ambos fazem parte de um mesmo sistema. Não constituem um modelo único a transplantar, mas uma orientação que cada jurisdição pode graduar conforme seu marco legal, sua capacidade institucional e seu ponto de partida.



A regulamentação pune, mas não incentiva



Fig. 8. Recomendações para reguladores e formuladores de política.

- Modernizar o reconhecimento de investimentos e neutralizar o viés para o capital. O eixo estrutural mais urgente é conseguir que o marco reconheça de forma oportuna e completa o investimento que a transição exige. Isso supõe eliminar a penalização das soluções operacionais e de flexibilidade frente ao investimento físico; agilizar o reconhecimento mediante atualizações mais frequentes da base de ativos e modelos mistos ex ante/ex post como o colombiano, que incorporam o investimento executado sem esperar o ciclo seguinte; e criar vias explícitas para os ativos não convencionais e digitais, reconhecendo-os pela função que cumprem —qualidade, integração de recursos distribuídos, resiliência— e não por sua categoria contábil. Convém, ademais, dotar a inovação de um espaço de financiamento próprio, com um perfil de risco distinto do investimento ordinário.
- Transitar de incentivos assimétricos para incentivos simétricos orientados a resultados. A região deveria avançar da lógica de “punição sem prêmio” para modelos em que o desempenho mova as receitas em ambos os sentidos, tomando como referência os modelos da Colômbia e do Brasil em qualidade (SAIDI/SAIFI, Factor X) e em gestão de perdas. Mais amplamente, a regulação por desempenho (PBR) oferece um conjunto de blocos — produtos mensuráveis, fatores de repartição, envolvimento dos usuários— que podem ser incorporados de forma seletiva e adaptada à capacidade de cada

regulador, incluindo sinais econômicos para a resiliência e a digitalização.

- Fortalecer os sinais de preço do desenho tarifário. Avançar para tarifas mais custo-reflectivas mediante uma sequência ordenada: consolidar primeiro a medição avançada como pré-requisito; introduzir depois tarifas horárias —preferencialmente por padrão e com proteções de transição para os usuários com menor capacidade de resposta; incorporar encargos por capacidade onde a eletrificação e os recursos distribuídos tornem mais valioso o sinal de potência; e reservar os desenhos dinâmicos e locais para uma fase posterior. Em paralelo, convém melhorar a transparência do pedágio de distribuição na fatura, condição para que qualquer sinal de preço seja efetivamente percebido pelo usuário.
- Desacoplar os subsídios da tarifa e focalizá-los por condição real da residência. A proteção social deveria separar-se do desenho tarifário, substituindo os subsídios cruzados e as reduções de preço por transferências ou bônus que preservem o sinal de preço; focalizar na condição socioeconômica real do domicílio apoiando-se em registros sociais, em vez do estrato ou do consumo; e assegurar mecanismos de financiamento e reembolso oportunos que não transfiram o risco de inadimplência à distribuidora. A essa agenda soma-se o fechamento das lacunas de proteção: estabelecer um marco para clientes eletrodependentes nos países que carecem dele e revisar a viabilidade econômica do pré-pagamento como opção e não como imposição.
- Habilitar a experimentação regulatória mediante sandboxes. Dado o caráter incipiente de muitos dos redesenhos propostos, recomenda-se adotar mecanismos formais de experimentação que permitam ensaiar novas estruturas tarifárias em um ambiente limitado,

com isenções temporárias e avaliação sistemática, antes de generalizá-las. Os sandboxes tarifários do Brasil e de Salta (Argentina) oferecem um referente regional direto, assim como a regulamentação em curso na Colômbia mostra que o caminho já está aberto. Esse mecanismo permite reduzir o risco da reforma: aprender fazendo, com evidência local, em vez de escolher entre a paralisia e o salto no escuro.

- Reforçar a estabilidade e a independência institucional do marco regulatório. Como condição transversal, nenhuma das recomendações anteriores renderá seus frutos sem um marco institucional crível e estável. Isso implica fortalecer a autonomia financeira e de gestão do regulador, estabelecer mandatos fixos e escalonados que o isolem do ciclo político, reservar à sua competência técnica a competência metodológica, garantir a transparência como contrapeso dessa autonomia, dispor de instâncias de apelação ou arbitragem técnica que ofereçam previsibilidade e assegurar a coerência entre a taxa de retorno reconhecida e o risco regulatório efetivo. A estabilidade das regras é, em última instância, o que determina o custo de capital e a disposição a investir.

Essas recomendações conformam uma agenda articulada, não uma lista de medidas independentes. O modelo de remuneração, a determinação de custos, o tratamento do capital e da operação, os incentivos, o desenho tarifário, os subsídios e o marco institucional são peças de um mesmo sistema, e sua reforma deve ser abordada com esse olhar de conjunto: de pouco serve sofisticar o sinal de preço se o subsídio continua distorcendo-o, ou reconhecer melhor os investimentos se a taxa não reflete o risco ou as regras não são estáveis. A transição energética converteu o desenho remuneratório e tarifário em um determinante de primeira ordem do futuro da distribuição elétrica na América Latina. A boa notícia é que a região

não parte do zero: dispõe de referentes próprios —Brasil e Colômbia à frente em várias dimensões, de um diagnóstico compartilhado e de uma agenda de reforma convergente expressa pelas próprias distribuidoras. O desafio é traduzir esse consenso em marcos concretos, adaptados a cada realidade nacional, que acompanhem a transformação do sistema.

“

Os modelos atuais reconhecem os investimentos de forma tardia, parcial e tendenciosa



Administração Nacional de Eletricidade do Paraguai - ANDE (2026). Tarifas vigentes. Recuperado de https://www.ande.gov.py/tarifas_vigentes.php.

Agência de Cooperação dos Reguladores da Energia - ACER (2023). ACER recommendations on the cost data and tariff methodologies for electricity distribution. Recuperado de <https://www.acer.europa.eu>.

Agência Nacional de Energia Elétrica do Brasil - ANEEL (2026). Sandboxes tarifários. Gov. br. Recuperado de <https://www.gov.br/aneel/pt-br/empreendedores/sandboxes-tarifarios>.

Ashurst. (2025). RIIO-3: Ofgem's final determinations at a glance. Recuperado de <https://www.ashurst.com/en/insights/riio-3-ofgems-final-determinations-at-a-glance/>.

Autoridade Reguladora dos Serviços Públicos da Costa Rica – ARESEP (2026). Tarifas vigentes de electricidad. Recuperado de <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas/>.

Banco Mundial. (2017). The Energy Subsidy Reform Assessment Framework (ESRAF): Good practice notes. Recuperado de <https://openknowledge.worldbank.org/server/api/core/bitstreams/418ae592-0448-516d-a0bc-6289c8290288/content>.

Banco Mundial. (2020). How to build a regulatory sandbox: A practical guide for policy makers (I. Jeník e S. Duff). <https://documents1.worldbank.org/curated/en/126281625136122935/pdf/How-to-Build-a-Regulatory-Sandbox-A-Practical-Guide-for-Policy-Makers.pdf>.

Banco Mundial (2022). How solid are regulatory frameworks for the power sector in developing countries? <https://blogs.worldbank.org/en/energy/how-solid-are-regulatory-frameworks-power-sector-developing-countries>.

Comissão de Regulação de Energia e Gás da Colômbia - CREG (2023). Estructura tarifaria. <https://creg.gov.co/publicaciones/7820/estructura-tarifaria/>.

Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe - CEPAL. (2024). Regulatory sandboxes in developing economies: An innovative governance approach. Recuperado de <https://repositorio.cepal.org/server/api/core/bitstreams/960a7e7d-ab60-4c3e-b4b2-c7a302e-2ea16/content>.

Comissão Nacional de Energia do Chile - CNE (2026). Opciones tarifarias a usuarios finales. Recuperado de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>.

Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e que altera a Diretiva 2012/27/UE. (2019). Jornal Oficial da União Europeia, L 158, 125–199. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>.

Energy Regulation Quarterly. (2020). Time of use rates: An international perspective. Recuperado de <https://energyregulationquarterly.ca/articles/time-of-use-rates-an-international-perspectives>.

Ente Nacional Regulador da Eletricidade - ENRE (2026). Tarifas. Argentina.gob.ar. <https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas>.

Florence School of Regulation. (2020). Regulatory sandboxes in the energy sector – the what, the who and the how. Recuperado de <https://fsr.eui.eu/regulatory-sandboxes-in-the-energy-sector-the-what-the-who-and-the-how/>.

House of Commons Library. (2025). The Warm Home Discount (WHD). Recuperado de <https://commonslibrary.parliament.uk/research-briefings/cbp-10366/>.

Jenkins, C., e outros. (2024). Combining forward-looking expenditure targets and fixed OPEX–CAPEX shares for a future-proof infrastructure regulation: The ROSS approach in Italy. Current Sustainable/Renewable Energy Reports. <https://link.springer.com/article/10.1007/s40518-024-00239-4>.

Joskow, P. L. (2024). The expansion of incentive (performance-based) regulation of electricity distribution and transmission in the United States. Review of Industrial Organization. <https://link.springer.com/article/10.1007/s11151-024-09973-x>.

Office for National Statistics. (2023). How fuel poverty is measured in the UK. <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/housing/articles/howfuelpovertyismeasure-dintheuk/march2023>.

Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico - OCDE (2014). The governance of regulators: OECD best practice principles for regulatory policy. OECD Publishing. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2014/07/the-governance-of-regulators_g1g3fcdb/9789264209015-en.pdf.

Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico – OCDE (2016). Being an independent regulator: The governance of regulators. OECD Publishing. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2016/07/being-an-independent-regulator_g1g66e65/9789264255401-en.pdf.

